

Trabajo de Fin de Máster

## **Máster Universitario en Ingeniería Industrial**

# **Estudio técnico-económico de capturar CO<sub>2</sub> en tres plantas de cogeneración**

### **MEMORIA**

**Autor:** Odei Goñi Jauregi  
**Director:** Raimon Argemi Puigdomènech  
**Ponente:** Lázaro Cremades Oliver  
**Convocatoria:** Junio 2019



Escola Tècnica Superior  
d'Enginyeria Industrial de Barcelona





## Resumen

En el presente proyecto se realiza una introducción a las diferentes tecnologías existentes para capturar el CO<sub>2</sub> de los gases de combustión de las industrias y reducir así el calentamiento global asociado a los gases de efecto invernadero. Se pretende estudiar la implementación de un sistema de captura en tres plantas de cogeneración reales por lo que se decide que las tecnologías más adecuadas para hacerlo son las de absorción de CO<sub>2</sub> utilizando disolventes químicos y mediante pilas de combustible de carbonatos fundidos.

Para estas dos alternativas se presenta una metodología que cuantifica los costes energéticos y económicos para cada planta de cogeneración considerada. Después, se realiza un breve análisis sobre el impacto ambiental del sistema de captura escogido. El modelo se ha realizado en una hoja de cálculo Excel.

## Abstract

This project aims to introduce the different technologies available nowadays to make carbon capture out of the flue gases of the industries and thus reduce global warming associated to greenhouse gases. The objective is to study the implementation of a capture system in three actual combined heat and power plants, so it is decided that the most suitable technologies to do so are those of CO<sub>2</sub> absorption using chemical solvents and molten carbonate fuel cells.

For these two alternatives, a methodology is presented that quantifies the energetic and economic costs for each cogeneration plants considered. Afterwards, a brief analysis is made about the environmental impact of the chosen capture system. The model has been made in an Excel spreadsheet.



# Índice

<b>ÍNDICE</b>	<b>5</b>
<b>1. GLOSARIO</b>	<b>7</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN</b>	<b>8</b>
2.1. Problemática .....	8
2.2. Objetivos y alcance .....	16
2.2.1. Finalidad .....	16
2.2.2. Alcance .....	17
2.3. Motivación .....	17
<b>3. ESTADO DEL ARTE</b>	<b>19</b>
3.1. Captura, almacenamiento y utilización del CO <sub>2</sub> (CAUC) .....	19
3.1.1. Captura mediante absorción química .....	29
3.1.2. Captura mediante pila de combustible .....	31
3.2. Cogeneración .....	33
<b>4. METODOLOGÍA</b>	<b>37</b>
4.1. Estimación de la demanda energética del sistema de captura de CO <sub>2</sub> mediante absorción química .....	37
4.1.1. Estimación de la demanda térmica .....	37
4.1.2. Estimación de la demanda eléctrica .....	38
4.2. Estimación del coste económico del sistema de captura de CO <sub>2</sub> mediante absorción química .....	39
4.2.1. Estimación del coste de operación .....	39
4.2.2. Estimación del coste de inversión .....	40
4.2.3. Estimación de la superficie requerida .....	41
4.3. Estimación de los costes energéticos y económicos de la captura de CO <sub>2</sub> con pilas de combustible .....	41
<b>5. ESTADO ACTUAL DE LAS PLANTAS</b>	<b>42</b>
5.1. Caso 1. Turbina de gas en ciclo combinado con potencia nominal de 16,069 MW ..	42
5.2. Caso 2. Dos motores de gas con potencia bruta de 5,476 MW .....	45
5.3. Caso 3. Turbina de gas en ciclo simple con potencia nominal de 4,473 MW .....	47
<b>6. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS</b>	<b>50</b>
6.1. Estudio de la captura de CO <sub>2</sub> para el Caso 1 .....	51
6.1.1. Caso 1. Captura de CO <sub>2</sub> con absorción química .....	51
6.1.2. Caso 1. Captura de CO <sub>2</sub> con pilas de combustible .....	53

6.2.	Estudio de la captura de CO <sub>2</sub> para el Caso 2.....	54
6.2.1.	Caso 2. Captura de CO <sub>2</sub> con absorción química .....	54
6.2.2.	Caso 2. Captura de CO <sub>2</sub> con pilas de combustible .....	55
6.3.	Estudio de la captura de CO <sub>2</sub> para el Caso 3.....	56
6.3.1.	Caso 3. Captura de CO <sub>2</sub> con absorción química .....	56
6.3.2.	Caso 3. Captura de CO <sub>2</sub> con pilas de combustible .....	58
6.4.	Selección de alternativas .....	59
6.4.1.	Selección de alternativas para el Caso 1.....	59
6.4.2.	Selección de alternativas para el Caso 2.....	60
6.4.3.	Selección de alternativas para el Caso 3.....	61
6.5.	Análisis del coste específico de la captura de CO <sub>2</sub> .....	61
6.5.1.	Coste específico de la captura para el Caso 1.....	62
6.5.2.	Coste específico de la captura para el Caso 2.....	63
6.5.3.	Coste específico de la captura para el Caso 3.....	64
<b>7.</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>65</b>
	<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>67</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>68</b>

## 1. Glosario

CAUC: Captura, Almacenamiento y Utilización del CO<sub>2</sub>

CO<sub>2</sub>: Dióxido de carbono

MCFC: *Molten Carbonate Fuel Cell*

MDEA: Metildietanolamina

MEA: Monoetanolamina

O&M: Operación y mantenimiento

PZ: Piperazina

## 2. Introducción

### 2.1. Problemática

Actualmente, el cambio climático es uno de los mayores retos a los que se enfrenta la sociedad global como conjunto y una de las principales preocupaciones de los ciudadanos [1]. Se ha demostrado que el calentamiento global ocurrido durante los últimos dos siglos es causado, principalmente, por gases de efecto invernadero de origen antropogénico. Estos gases de efecto invernadero se forman en su mayoría en los procesos de combustión de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) para generar energía o en el sector del transporte. De entre todos ellos, el CO<sub>2</sub> es el que se emite en más cantidad globalmente y, por ello, aquel sobre el que hay que enfocar las principales acciones [2]. El modelo energético actual no es capaz de solucionar el problema del calentamiento global por lo que es necesario una profunda transición energética que asegure una energía sostenible para las generaciones futuras a la vez que se reducen drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero. Bajo esta tesitura, desde la Unión Europea y otras regiones se está legislando para que la transición energética cuente con un marco legal y político que la apoye y dirija [1], [3]. En concreto, las medidas que se plantean principalmente para mitigar el cambio climático son fomentar las energías renovables, aumentar la eficiencia de los procesos de combustión y aumentar la eficiencia energética de los edificios domésticos [4].



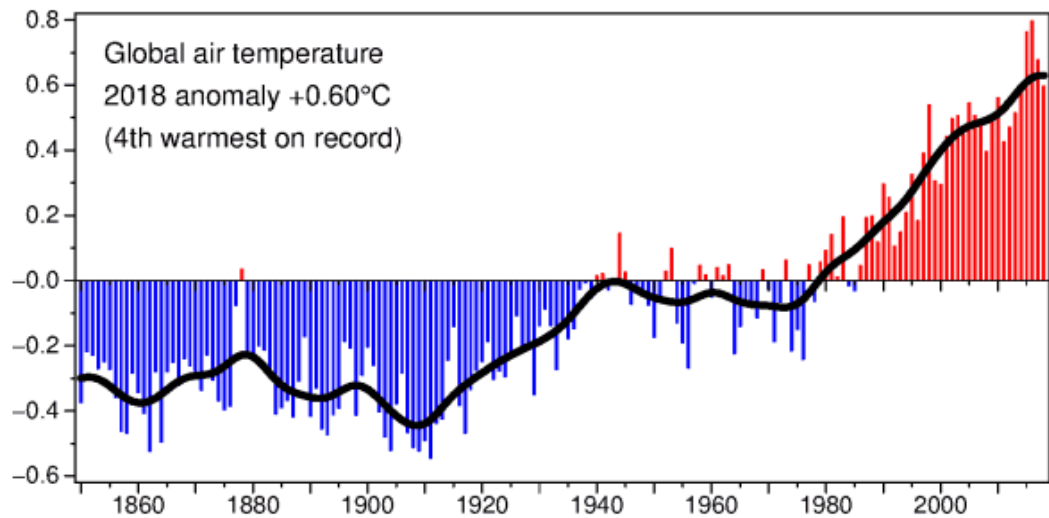


Figura 2.1. Calentamiento global a lo largo de los años [5]

Sin embargo, debido a que las medidas adoptadas no han sido suficientes, la tendencia de los últimos años es alarmante ya que la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera no ha dejado de aumentar [6] como se puede observar en la Figura 2.2.

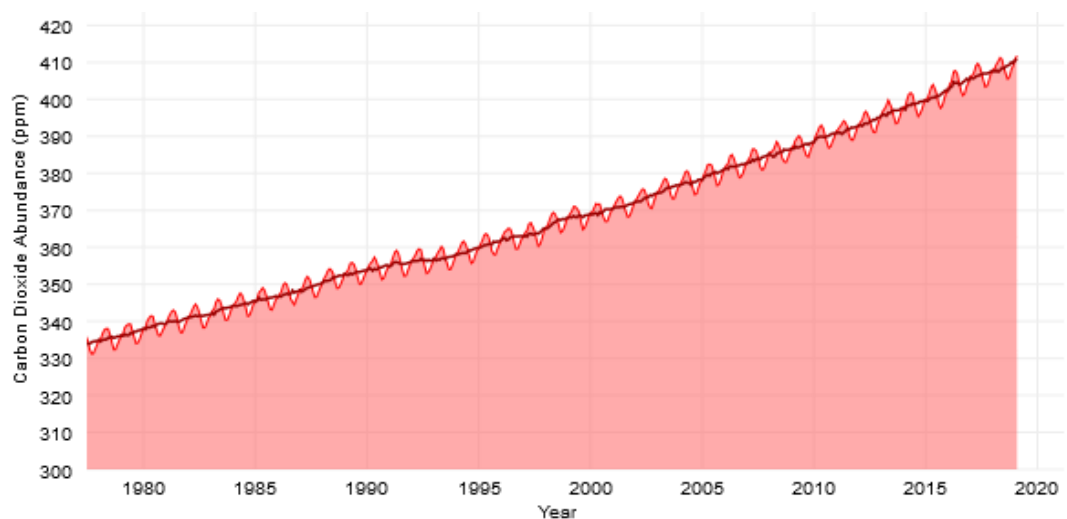


Figura 2.2. Evolución anual de la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera [6]

En este contexto, en el año 2015 las Naciones Unidas firmaron el llamado Acuerdo de París que establece las medidas necesarias para la reducción de gases de efecto invernadero. En este acuerdo se especifican los siguientes objetivos concretos [7]:

- Mantener el aumento de la temperatura media global por debajo de los 2°C con

respecto a niveles preindustriales y proseguir los esfuerzos para limitar el aumento hasta los 1,5°C.

- Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover un desarrollo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero, pero sin comprometer la producción de alimentos.
- Adecuar las corrientes financieras a un nivel compatible con los dos anteriores puntos.

En este punto resulta indispensable comentar que para fomentar el uso de tecnologías que emitan menos CO<sub>2</sub>, la Unión Europea puso en marcha el 1 de enero de 2005 un mercado de dióxido de carbono entre los 27 países miembros. Este mercado tiene como finalidad penalizar a las instalaciones más contaminantes mediante el pago de unos derechos de emisión e instarlas a invertir en soluciones energéticas menos contaminantes. En el caso de que la instalación industrial en cuestión emita más toneladas de CO<sub>2</sub> que las asignadas con los derechos de emisión, se enfrenta a duras sanciones por parte de la Unión Europea. Concretamente se trata de la Directiva 2003/87/CE y cubre las emisiones de CO<sub>2</sub> de las actividades comentadas a continuación: cogeneración, refinerías, cemento, centrales térmicas, coquerías, vidrios, cerámicas, papeleras, siderurgia y otras instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 20 MW (calderas, motores, etc.) [8]. En España, el comercio de derechos de emisión está regulado por la Ley 1/2005 y su funcionamiento se resume en la Figura 2.3.

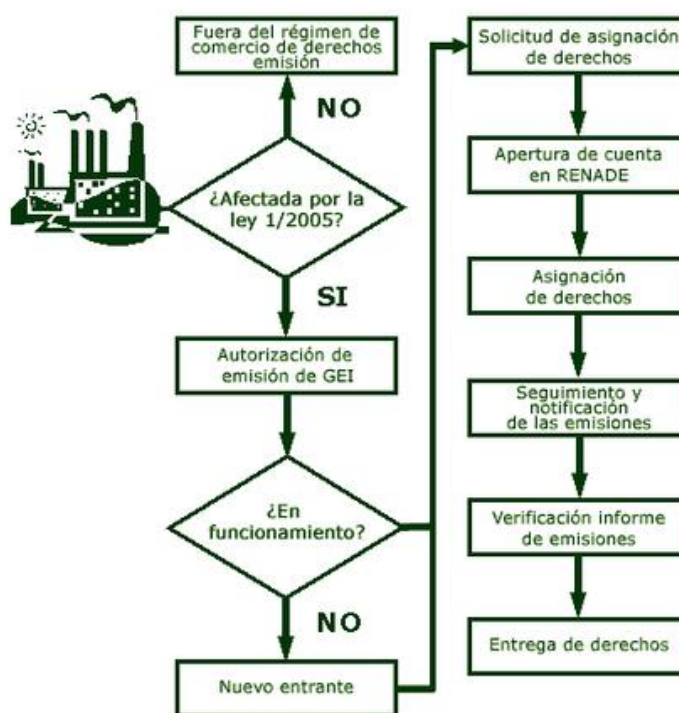


Figura 2.3. Funcionamiento del mercado de derechos de emisiones [9]

En España, los derechos de emisión se conceden en diferentes fases dependiendo de un periodo concreto. Con anterioridad a cada una de las fases, cada emisor de CO<sub>2</sub> ha de solicitar los derechos de emisión para el periodo durante el que va a operar su planta y posteriormente se le asignarán dichos derechos y se le realizará un seguimiento y verificación de las emisiones. Hasta hoy las diferentes fases han sido las siguientes:

- Fase I: Periodo 2005-2007
- Fase II: Periodo 2008-2012
- Fase III: Periodo 2013-2020
- Fase IV: Periodo 2021-2030

Los derechos de emisión que se conceden a cada país miembro se deciden desde la Comisión Europea y luego es el país en cuestión quien debe asignar individualmente a cada instalación estos derechos [10]. El coste de los derechos de emisión se ha convertido en un parámetro económico clave para las instalaciones contempladas en el mercado de emisiones de CO<sub>2</sub>. Se ha llegado a una situación en la cual ciertos proyectos e instalaciones que emiten una

gran cantidad de CO<sub>2</sub> ven comprometida su viabilidad económica a no ser que se tomen medidas para reducir dichas emisiones. La subida que ha experimentado el precio de estos derechos el último año es reflejo de la voluntad política de la Unión Europea para reducir las emisiones de este gas de efecto invernadero. Este incremento se observa en la Figura 2.4.

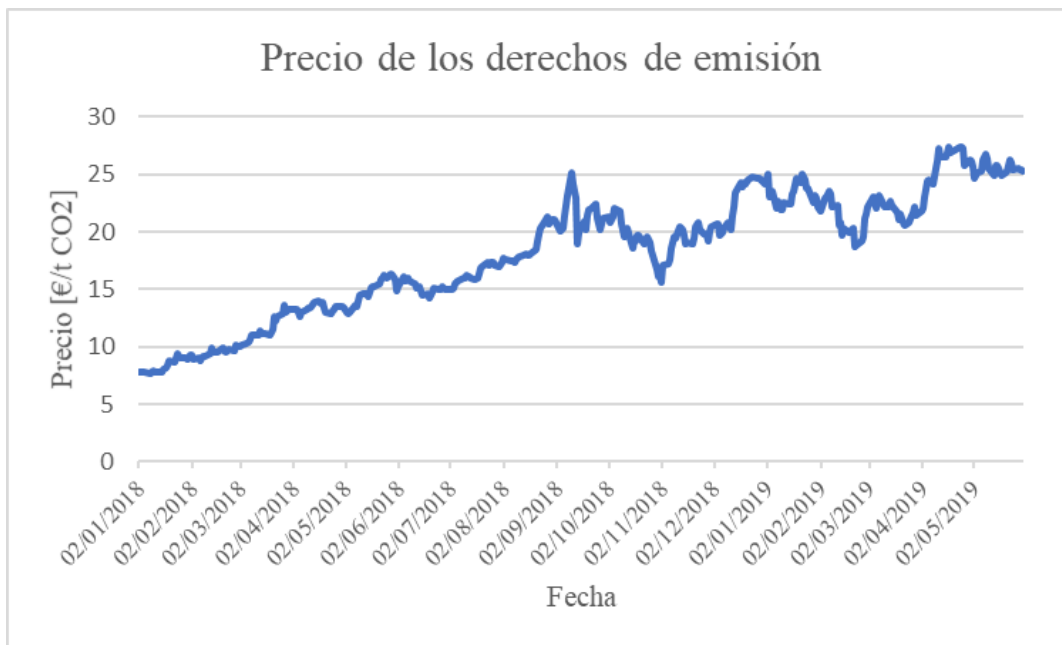


Figura 2.4. Evolución del precio de los derechos de emisión [11]

Aun así, las medidas tomadas no son suficientes y la previsión es que la temperatura global aumente en los siguientes años a no ser que se tomen medidas drásticas e inminentes al respecto. En torno a esta cuestión, el IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) ha estimado cuatro posibles escenarios en función de las políticas internacionales que se adopten para combatir el cambio climático [12]. En el mejor escenario contemplado, el calentamiento global se estabilizaría, ni siquiera se asume que pueda reducirse en el corto-medio plazo.

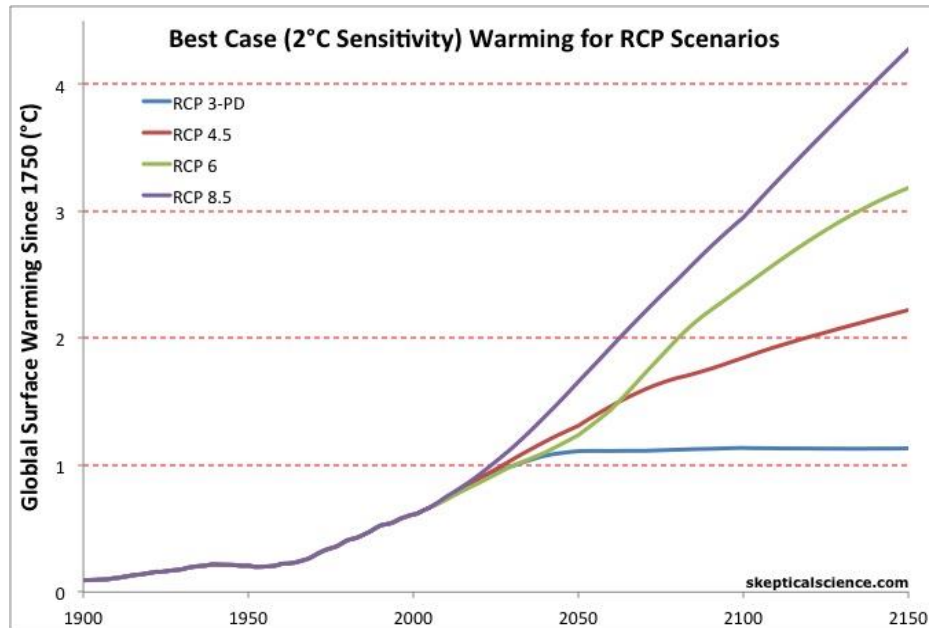


Figura 2.5. Posibles escenarios de calentamiento global [12]

Para poder entender la dimensión del reto que supone combatir el cambio climático es necesario tener presente que cualquier transición energética debe darse de forma sostenible. La Organización de Naciones Unidas define la sostenibilidad como: “*Satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades*”. Esto significa que para lograr la sostenibilidad global cualquier persona, en cualquier lugar del mundo, debe ser capaz de satisfacer sus necesidades básicas para siempre. Si se aplica esta definición al sector energético las implicaciones son profundas y variadas:

- Un recurso energético sostenible ha de ser inagotable (renovable) para que las futuras generaciones puedan hacer uso de él.
- Ha de ser limpio para que su uso no comprometa la salud o el medio ambiente en el futuro.
- Debe asegurar un suministro energético continuo que permita satisfacer las necesidades básicas.

Es evidente que puede haber contradicciones entre las dos primeras afirmaciones y la tercera. Si se utilizaran energías renovables (solar, eólica, etc.) para satisfacer la demanda energética mundial se cumplirían con los dos primeros puntos de la sostenibilidad puesto que se tratan de energías limpias e inagotables. Sin embargo, con el actual nivel tecnológico de las

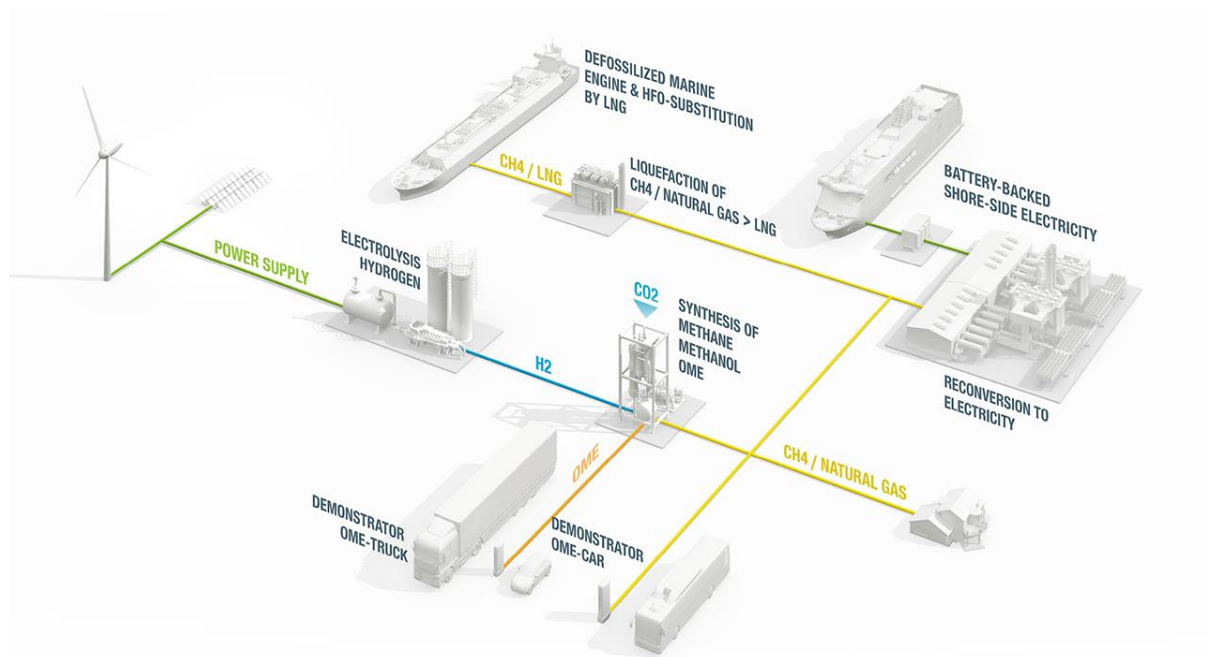
renovables y la incapacidad de almacenar energía, el último punto de la sostenibilidad energética se vería comprometido. La propia naturaleza aleatoria e intermitente (no gestionable) de ciertas energías renovables hace que sea imposible asegurar un suministro energético continuo si solamente se utilizan este tipo de energías.

Para conseguir el objetivo de *cero emisiones* en el año 2050, limitar el calentamiento global a 1,5°C (con respecto a valores preindustriales) y evitar alcanzar el punto de no retorno en el cual los efectos del cambio climático sean irreversibles, asegurando siempre el suministro energético, la comunidad científica avisa de que serán necesarias otras medidas más drásticas como la captura, almacenamiento y utilización del CO<sub>2</sub> (CAUC) [13]. Esta tecnología puede ayudar no solo a conseguir un escenario sin emisiones de CO<sub>2</sub>, sino que se podría conseguir un escenario con emisiones negativas. Es decir, con la combinación adecuada de tecnologías se podría conseguir retirar el CO<sub>2</sub> de la atmósfera y secuestrarlo en formaciones geológicas o darle otros usos, disminuyendo así la concentración de este gas en la atmósfera. Para fomentar el uso de las tecnologías CAUC es necesaria una fuerte inversión en la investigación y desarrollo de las diferentes técnicas y establecer un mercado internacional de dióxido de carbono que cuantifique las penalizaciones a los emisores de este gas de efecto invernadero [14].

En definitiva, hasta que sea posible abastecerse de manera completamente sostenible utilizando energías renovables serán necesarias tecnologías como la *Power-to-X*, el almacenamiento de energía (eléctrica y térmica) y la anteriormente mencionada CAUC. La combinación de estas tecnologías puede permitir el uso de combustibles fósiles sin apenas emitir gases de efecto invernadero y, por lo tanto, asegurar el suministro energético. Por eso se tratan de piezas clave en la transición energética y en la completa descarbonización de la economía futura.

La tecnología *Power-to-X* es aquella que utiliza energías renovables (excepto biomasa) para generar combustibles líquidos o gaseosos que se pueden utilizar en el sector del transporte o la energía [15]. Combinada con CAUC puede conseguir que el consumo de combustibles fósiles se realizara cíclicamente. Es decir, con el CO<sub>2</sub> capturado y el hidrógeno obtenido mediante hidrólisis con excedente de energía renovable (*Power-to-Gas*) se podría crear metano que se utilizaría como combustible posteriormente. De esta forma se conseguiría el hito de que

el uso de combustibles fósiles resultaría en emisiones neutras. Aun así, se deben realizar importantes avances tecnológicos al respecto porque hoy en día las pérdidas introducidas en los procesos de transformación hacen que sea imposible su implementación. El esquema de la tecnología *Power-to-X* se muestra en la *Figura 2.6*.



*Figura 2.6. Esquema del Power-to-X [16]*

Es importante mencionar que hoy en día los esfuerzos se están centrando en descarbonizar la industria de la energía, ya que es la principal causante de emisiones de CO<sub>2</sub> (un 25% del total) [17]. Aun así, tecnologías como la CAUC son las únicas capaces de virtualmente descarbonizar sectores como el de la industria (cemento, acero, química, etc.) donde otros métodos como las energías renovables no tienen una aplicación potencial.

### Emisiones de gases de efecto invernadero por sector

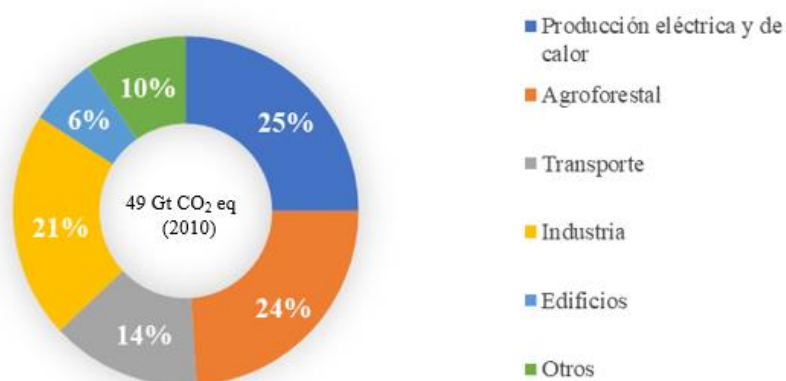


Figura 2.7. Emisiones en función del sector económico [17]

## 2.2. Objetivos y alcance

### 2.2.1. Finalidad

El presente proyecto tiene como objetivo principal asentar las bases para descarbonizar la industria de la cogeneración empleando tecnologías CAUC. Para ello, es indispensable presentar las diferentes tecnologías para capturar CO<sub>2</sub> que existen hoy en día y concretar cuales tienen el potencial de desarrollarse comercialmente en plantas de cogeneración. Después, es necesario desarrollar un método rápido y eficaz para estimar los costes energéticos, económicos y ambientales de una planta de captura de CO<sub>2</sub>.

Tomando como base 3 plantas de cogeneración reales y conociendo sus parámetros de funcionamiento se plantea una situación en la que el CO<sub>2</sub> que emiten es capturado por diferentes tecnologías CAUC. Concretamente las tecnologías que se estudian son la de absorción química y la de pilas de combustible, las cuales se explican en el siguiente capítulo. El propósito de este Trabajo Fin de Máster es plantear la mejor alternativa para cada planta de cogeneración atendiendo a los cálculos energéticos y económicos realizados.



### 2.2.2. Alcance

El alcance del proyecto contempla los siguientes puntos:

- Estudio preliminar de las diferentes alternativas atendiendo a cálculos energéticos
- Estudio preliminar de las diferentes alternativas atendiendo a cálculos económicos
- Selección de la mejor alternativa para cada caso concreto
- Estudio ambiental de la alternativa seleccionada

Por lo tanto, queda fuera del alcance del proyecto la realización de una simulación del sistema de captura de CO<sub>2</sub> y un estudio de implantación detallado.

El proyecto solo considera los procesos de captura, compresión y licuefacción, el transporte y almacenamiento final del CO<sub>2</sub> quedan fuera del alcance del documento.

## 2.3. Motivación

El presente Trabajo Fin de Máster ha sido desarrollado en AE S.A. (Asesoría Energética S.A.) en el marco de prácticas curriculares del Máster Universitario en Ingeniería Industrial impartido en la Universitat Politècnica de Catalunya. Uno de los objetivos de la empresa es descarbonizar la industria de la cogeneración ya que, de lo contrario, se prevé imposible seguir con el modelo de negocio llevado hasta ahora debido a que la legislación cada vez es más dura con los grandes emisores de CO<sub>2</sub>. El Acuerdo de París junto con el Protocolo de Kioto insta a los países firmantes a establecer medidas y sanciones concretas para evitar la emisión de gases de efecto invernadero por lo que las plantas de cogeneración han de cambiar su funcionamiento para tener un hueco en el mix energético del futuro. Este proyecto trata de dar información sobre los distintos métodos existentes de captura de CO<sub>2</sub> y realizar un estudio técnico-económico preliminar sobre aquellos métodos que sean más prometedores. Para ello se toman como base 3 plantas de cogeneración por ser el tipo de plantas que se diseñan en la empresa donde se ha realizado el Trabajo Fin de Máster.

El objetivo de conseguir energía limpia y disponible para todo el mundo pasa necesariamente por una transición energética que sea capaz de garantizar el suministro energético a la vez que se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero, CO<sub>2</sub>



principalmente. En este contexto las tecnologías CAUC pueden ser un pivote fundamental hacia la energía completamente renovable porque son capaces de descarbonizar cualquier sector industrial donde las energías renovables no son capaces de ofrecer soluciones. El estudio y modelización técnico-económica de estos sistemas es un paso fundamental para desarrollar la tecnología a una escala comercial. Actualmente, la mayoría de modelos e información disponible sobre la captura de CO<sub>2</sub> se centra en grandes plantas de generación eléctrica, superiores a los 200 MWel. Con este proyecto se pretende dar solución a la falta de información sobre la captura de CO<sub>2</sub> en plantas de menor tamaño (hasta 20 MWel, aproximadamente). Este enfoque está más acorde con la generación distribuida que se anticipa una de las piedras angulares del sistema energético de aquí a unos años.

### 3. Estado del arte

#### 3.1. Captura, almacenamiento y utilización del CO<sub>2</sub> (CAUC)

En este apartado se desarrolla de manera más profunda el concepto de captura, almacenamiento y utilización del CO<sub>2</sub> (CAUC) para poder entender su fundamento y las ideas que se desarrollan a lo largo del presente proyecto.

La IEA (International Energy Agency) define las tecnologías CAUC como: “Tecnologías que engloban la captura del CO<sub>2</sub> de la combustión de un combustible o de un proceso industrial, el transporte de este gas vía barco o gasoducto y su posterior uso para crear productos de valor o almacenamiento permanente en formaciones geológicas”.

La tecnología para capturar CO<sub>2</sub> se utiliza desde 1920, cuando se empezó a emplear esta técnica para separar el dióxido de carbono de las reservas de gas natural del metano que posteriormente se vende. Sin embargo, la idea de utilizar esta misma tecnología para evitar emitir CO<sub>2</sub> a la atmósfera surgió en 1977. Las principales razones por las que se realiza la captura de CO<sub>2</sub> son las siguientes [18]:

- **Procesamiento de gas natural:** Las instalaciones de extracción de gas natural normalmente tienen que limpiar el CO<sub>2</sub> que extraen junto con el gas natural para poder venderlo posteriormente. Por lo tanto, deben realizar captura del dióxido de carbono para poder ofrecer un producto de valor.
- **Centrales eléctricas:** Las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles pueden realizar captura de CO<sub>2</sub> para reducir sus emisiones. El aspecto negativo de realizar la captura en este caso es que el proceso consume energía y recursos del proceso principal por lo que supone un aumento en los costes.
- **Enhanced Oil Recovery (EOR):** El CO<sub>2</sub> capturado se puede inyectar en pozos petrolíferos ya agotados para diluirlo con el crudo y aumentar la extracción de este y, además, almacenar el CO<sub>2</sub> en el yacimiento geológico. Por un lado, el CO<sub>2</sub> se convierte en un producto de valor y se pueden obtener beneficios económicos de su captura. Por otro lado, si el objetivo es reducir las emisiones, es una contradicción evidente utilizar el CO<sub>2</sub> capturado previamente para extraer combustibles fósiles que eventualmente se

volverán a convertir en dióxido de carbono. Por lo tanto, es una aplicación que puede suscitar cierta desaprobación social y ecológica.

Las tecnologías CAUC se clasifican principalmente en las siguientes categorías dependiendo del mecanismo de captura del CO<sub>2</sub> [19]:

- **Oxicombustión:** Consiste en realizar la combustión con oxígeno puro en lugar de aire para conseguir una corriente de gases de escape formada casi en su totalidad de CO<sub>2</sub>. De esta forma la separación se puede realizar fácilmente ya que el dióxido de carbono no está diluido en otros gases como el nitrógeno o el oxígeno.
- **Pre-combustión:** El objetivo de esta tecnología es transformar el combustible en una mezcla de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>. Utilizando este último se consigue una combustión que no genera CO<sub>2</sub> alguno. Por otra parte, la corriente de CO<sub>2</sub> que no toma parte en la combustión se separa y almacena directamente.
- **Post-combustión:** En este proceso se separa el CO<sub>2</sub> diluido en los gases de escape de una combustión, obtenido al quemar aire con un combustible basado en carbono. Debido a que los procesos de combustión en las plantas industriales se realizan de esta forma, esta tecnología es la más indicada para realizar la captura. Además, tiene la ventaja de que su implantación es relativamente sencilla en plantas ya existentes lo que evita el tener que diseñarla desde el principio.
- **Captura directa del aire:** Con este término se engloban las tecnologías que capturan el dióxido de carbono directamente desde la atmósfera, en lugar de desde los gases de escape.

De las tecnologías comentadas anteriormente, la más desarrollada técnica y comercialmente es la de postcombustión. Ejemplo de ello es el gran número de proyectos (comerciales y de investigación) que hay globalmente empleando esta tecnología. Los principales son los siguientes:

- Planta de captura de *Boundary Dam* en Saskatchewan, Canadá. Inaugurada el 2 de octubre de 2014, es el primer proyecto de escala comercial para realizar captura de CO<sub>2</sub>

en una planta térmica de carbón. Se diseñó para capturar 1 millón de toneladas de CO<sub>2</sub> al año que posteriormente se utilizan para EOR en los pozos petrolíferos de la zona [20]. Utiliza la absorción química con aminas para realizar la captura de CO<sub>2</sub>.



*Figura 3.1. Planta de Boundary Dam [21]*

- *Technology Center Mongstad (TCM)* en Noruega. Inaugurado el 7 de mayo de 2012, este centro tecnológico tiene una capacidad de captura de 100.000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año. Además, sirve como centro de ensayo para probar nuevas tecnologías de captura, por lo que ha sido una pieza clave en el despliegue de esta tecnología [22]. La planta de captura actualmente es operada por un consorcio de empresas formado por: Gassnova, Equinor, Total y Shell. Para poder funcionar como un centro de validación de las tecnologías CAUC, las instalaciones del TCM pueden funcionar con gases de combustión con un contenido de CO<sub>2</sub> entre el 3,5% y el 13%. De esta forma se puede simular el comportamiento de un amplio rango de instalaciones, desde centrales de ciclo combinado hasta plantas de carbón. Se pueden utilizar diversos métodos de captura en esta instalación (absorción química, oxidación, membranas, etc.)





*Figura 3.2. Technology Center Mongstad [23]*

- *Plant Barry* en Alabama, Estados Unidos. Inaugurada en junio de 2011, esta planta captura 150.000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año con la tecnología de *Mitsubishi Heavy Industries*. El CO<sub>2</sub> capturado se inyecta en los pozos petrolíferos de la zona para realizar EOR. Utiliza absorción con aminas para realizar la captura de CO<sub>2</sub>.



*Figura 3.3. Planta de captura de Plant Barry [24]*

Además de los proyectos anteriormente mencionados, hoy en día hay operativas numerosas instalaciones de CAUC mediante captura en postcombustión. Tal y como se ha comentado anteriormente, la captura mediante postcombustión es la única de las tecnologías capaz de ser implantada en plantas ya existentes. Por ello, se profundiza en su explicación y se subdividen los siguientes tipos de captura del CO<sub>2</sub> dentro de esta categoría:

- Absorción química: El mecanismo de este tipo de captura se basa en el uso de un disolvente acuoso (normalmente aminas como la MEA o la PZ) que absorbe el CO<sub>2</sub> de los gases de escape mediante reacciones químicas en el *absorbedor*. Después, la corriente de MEA/PZ-CO<sub>2</sub> se separa en el *regenerador* aplicando calor y se consigue una corriente de dióxido de carbono casi puro. Se consiguen ratios de captura del 90% aunque su gran problema es que el proceso de separación del disolvente y el dióxido de carbono necesita una gran cantidad de energía térmica que normalmente se proporciona desde el proceso de la planta principal, suponiendo una significativa pérdida en la eficiencia [25]. No obstante, se han conseguido sintetizar disolventes con requerimientos energéticos mucho menores en los últimos años, favoreciendo la incursión de esta tecnología en forma de diversos proyectos de escala comercial [26]. Este tipo de captura se discute de forma más profunda más adelante en este proyecto debido a su especial importancia. El esquema de esta tecnología se muestra en la Figura 3.4.

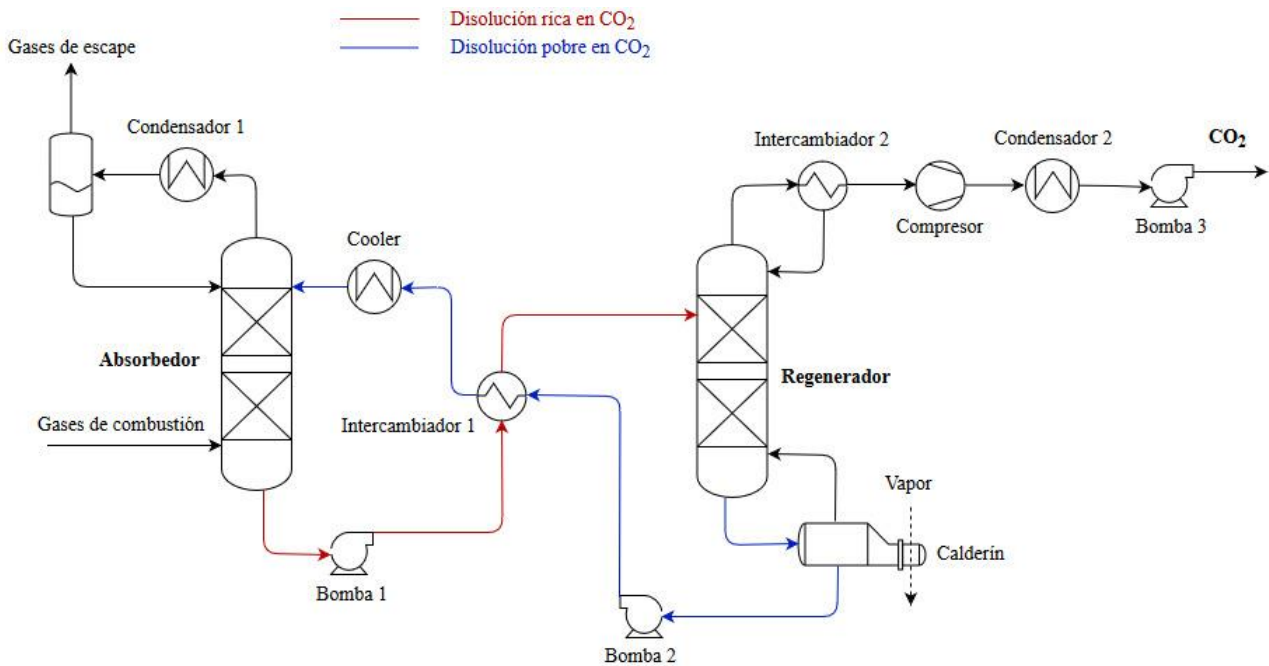


Figura 3.4. Proceso convencional de separación con aminas

- **Captura mediante pila de combustible:** Esta tecnología utiliza las reacciones electroquímicas de las pilas de carbonatos fundidos MCFC (*Molten Carbonate Fuel Cell*) para separar el CO<sub>2</sub> de los gases de combustión y generar electricidad al mismo tiempo. Es un método que presenta un enorme potencial debido a que genera electricidad indirectamente y por lo tanto no causa una penalización en la eficiencia de la planta. Aun así, el alto coste de las pilas de combustible hoy en día hace que su comercialización no se extienda a gran escala [27]. Debido al mencionado potencial de esta tecnología, se analiza con mayor profundidad más adelante en este documento. El diagrama de funcionamiento de la captura de CO<sub>2</sub> utilizando pilas de combustible de carbonatos fundidos se muestra en la Figura 3.5.



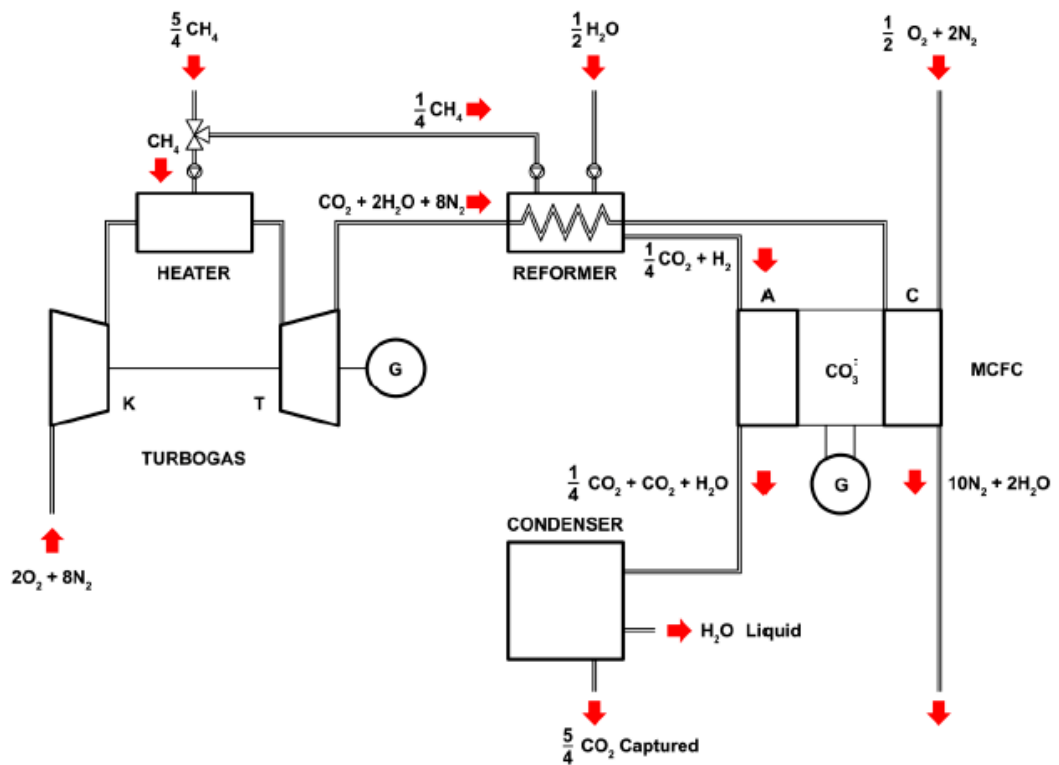


Figura 3.5. Esquema de funcionamiento de la captura con MCFC [28]

- Carbonatación/Calcinación (*Calcium looping process*): Este proceso consta de dos etapas. En la primera el CaO reacciona con el CO<sub>2</sub> para formar CaCO<sub>3</sub> (carbonatación). Después, se calcina el CaCO<sub>3</sub> obtenido para volver a producir CaO y utilizarlo de manera cíclica. Al igual que con la absorción química, es un proceso que exige una gran aportación de energía [29].

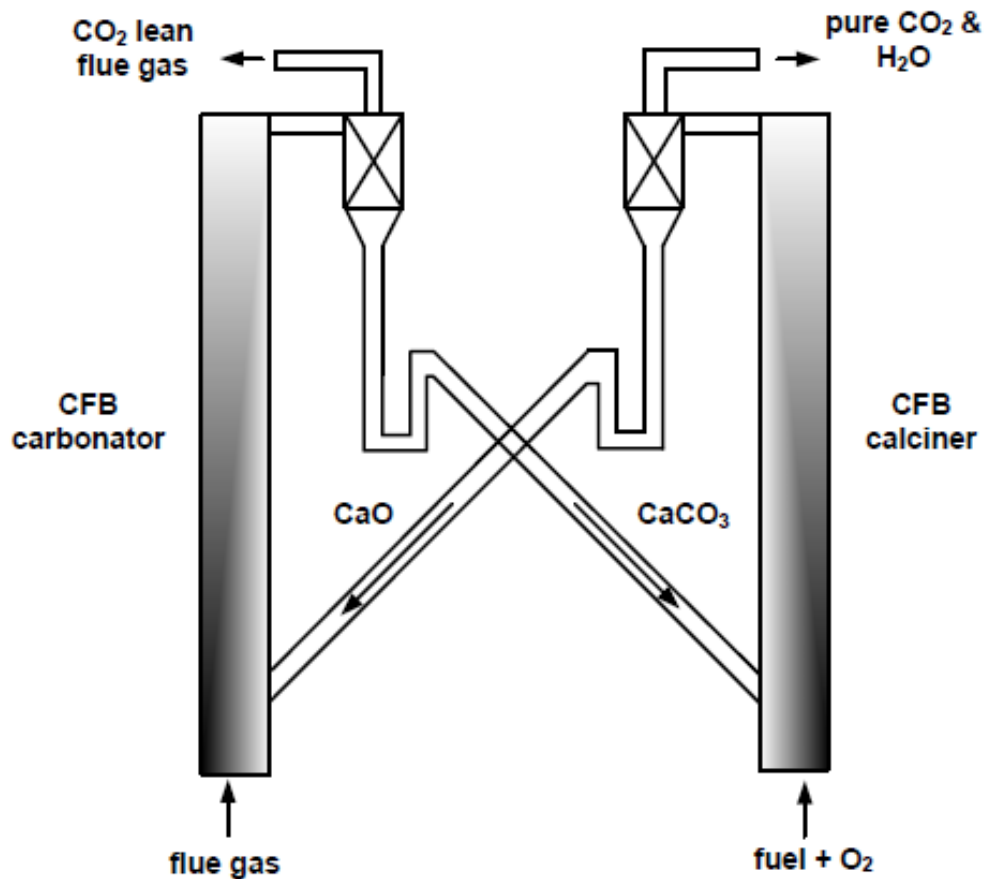


Figura 3.6. Esquema proceso carbonatación/calcinación [29]

- Separación mediante membranas: Este tipo de captura utiliza membranas que selectivamente dejan pasar al CO<sub>2</sub> únicamente de forma que se consigue separar este gas del gas de escape. El mayor inconveniente del uso de membranas es que además de tratarse de una tecnología en fase de desarrollo preliminar, se necesitan grandes superficies de membrana y gran cantidad de trabajo mecánico para realizar la separación del CO<sub>2</sub> en las concentraciones habituales de la industria [30] por lo que el coste se dispara con respecto a otros métodos de separación.

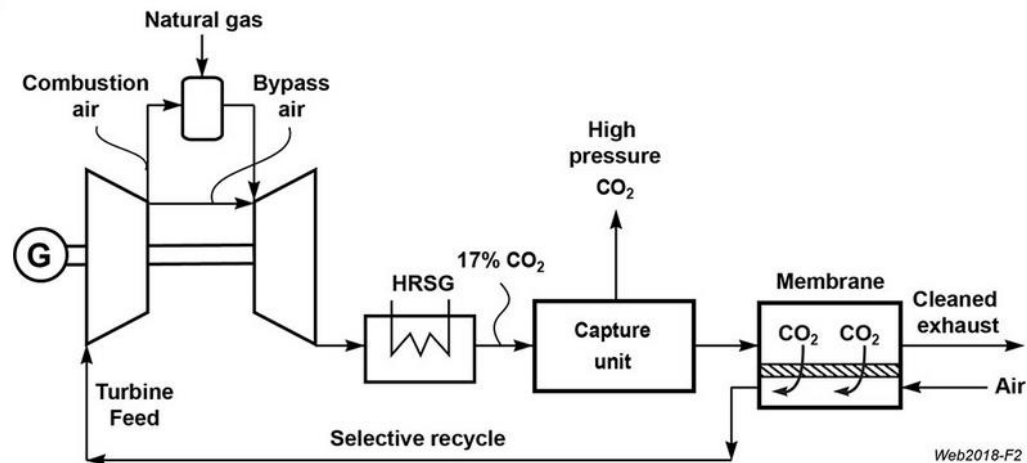


Figura 3.7. Proceso de separación mediante membranas [31]

- Separación mediante adsorción física: En estos procesos el gas que se quiere separar es retenido por un lecho sólido hasta que este se satura. Una vez ha llegado al punto de saturación, se inicia el proceso de regeneración para que el sólido recupere su capacidad adsorbedora. Al igual que con las membranas se trata de una técnica en fase de desarrollo y con costes muy elevados hoy en día [32].

Al margen de los métodos anteriormente citados, recientemente se ha implementado un nuevo ciclo termodinámico que intrínsecamente captura el CO<sub>2</sub> que genera en la combustión del gas natural llamado Ciclo Allam. Este ciclo utiliza CO<sub>2</sub> supercrítico como fluido de trabajo en lugar de vapor de agua o aire e integra en su funcionamiento el almacenamiento de este. Además, utilizando CO<sub>2</sub> supercrítico como fluido de trabajo en lugar de vapor se consigue una eficiencia muy superior a la de los ciclos convencionales, llegando a valores próximos al 60% [33].

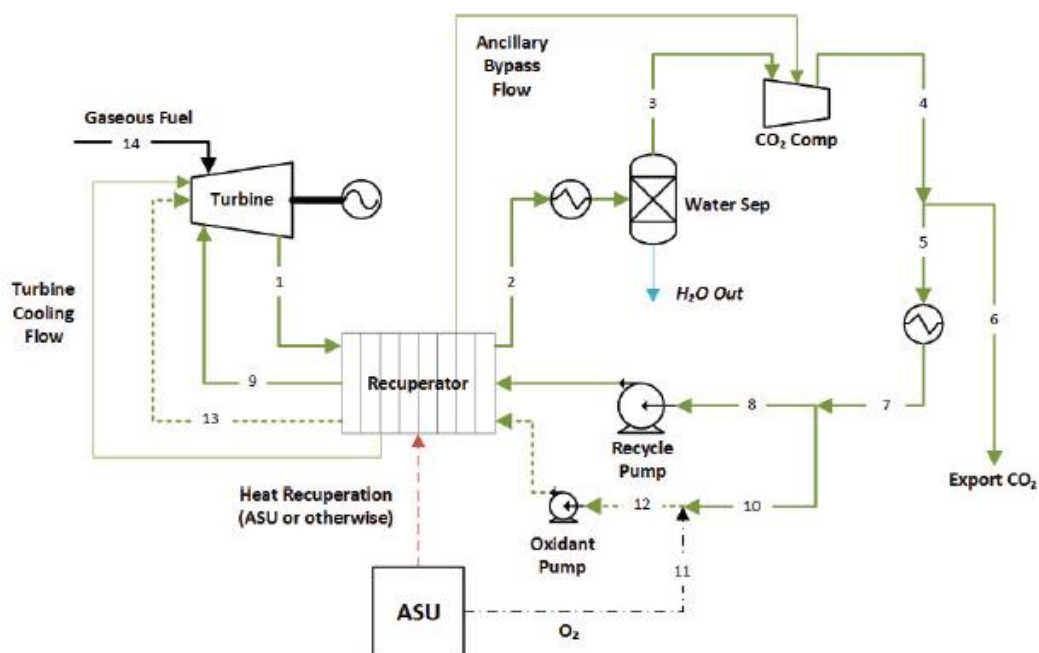


Figura 3.8. Esquema del ciclo Allam [33]



Figura 3.9. Central de Net Power que utiliza el ciclo Allam

### 3.1.1. Captura mediante absorción química

Tal y como se ha comentado anteriormente, el método de captura más extendido comercialmente es el que emplea disolventes acuosos como elemento de absorción del CO<sub>2</sub>, como la monoetanolamina y la piperazina (MEA y PZ, respectivamente). El primer disolvente que se utilizó comercialmente fue la MEA, por eso la mayoría de la literatura sobre la captura de CO<sub>2</sub> utiliza este compuesto como ejemplo. Sin embargo, a partir del año 2010 se desarrollaron diferentes disolventes que superan con creces el rendimiento de la MEA, como la PZ y la MDEA [26]. El proceso de captura se realiza en los siguientes pasos:

**1) Adecuación de los gases de combustión a las condiciones de funcionamiento del sistema de captura:** Estos sistemas normalmente trabajan a presión atmosférica y 40°C.

Dependiendo del combustible utilizado en la planta y el proceso de combustión (turbina de gas, motores de combustión interna, etc.) se deben considerar etapas de purificación de los gases para no degradar en exceso el disolvente utilizado. Es crítico realizar este paso en los casos en los que haya presencia de óxido de azufre y óxido de nitrógeno en los gases de combustión.

**2) Etapa de absorción:** Los gases de combustión se conducen al absorbedor, utilizando ventiladores normalmente, y en su interior se realiza la absorción del CO<sub>2</sub>. El absorbedor es una columna donde se ponen en contacto el gas y la disolución química. Esta columna puede estar formada de diferentes etapas de platos o con un material de relleno que favorezca el área de contacto entre gas y absorbente químico. El gas de combustión se inyecta en la parte inferior de la columna y va fluyendo hacia arriba mientras que el absorbente químico se introduce en la parte superior de la columna en forma de ducha, al igual que en un *scrubber*. A lo largo de la columna las aminas reaccionan químicamente con el CO<sub>2</sub> y se asocian mutuamente en forma de disolución. El gas de escape llega a la parte superior de la columna con muy poco contenido de CO<sub>2</sub> y se le realiza un lavado con agua para retirar posibles impurezas que hubiera arrastrado durante el proceso de absorción. Habitualmente, las centrales de captura de dióxido de carbono se dimensionan para una ratio de captura próximo al 90% porque se considera que valores menores no justifican la inversión necesaria para construir la planta y conseguir una ratio superior es demasiado costoso hoy en día. Tras el lavado, el gas limpio y libre de CO<sub>2</sub> se expulsa a la atmósfera. Por otro lado, la disolución saturada de

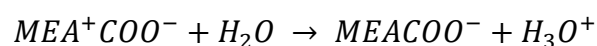
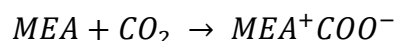
CO<sub>2</sub> es recogida en la parte inferior de la columna y bombeada hacia el regenerador.

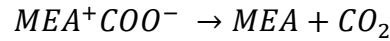
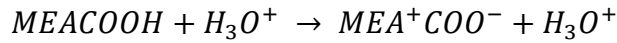
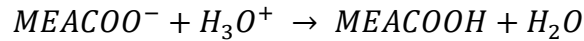
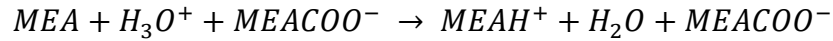
**3) Etapa de regeneración:** La disolución rica en CO<sub>2</sub> se introduce en la columna de regeneración o *stripper*. Normalmente se trata de una columna de destilación en la que el CO<sub>2</sub> contenido en la disolución se disocia de la misma, obteniendo por un lado una corriente de CO<sub>2</sub> casi puro y por otro lado una corriente de aminas limpias que se recirculan hacia el absorbedor para empezar el proceso de nuevo. Para ello la columna cuenta con un calderín en el cual se aplica calor en forma de vapor, necesario para romper las uniones formadas entre el CO<sub>2</sub> y las aminas. Es la etapa más importante desde el punto de vista energético porque necesita grandes cantidades de calor, afectando negativamente al rendimiento global de la planta.

**4) Etapa de compresión y licuefacción:** El CO<sub>2</sub> obtenido en el *stripper* es dirigido a una sección de compresores y condensadores donde se licua y purifica el producto a la presión y pureza deseada. Con la mayoría de los disolventes químicos comercialmente disponibles hoy en día se pueden conseguir ratios de pureza superiores al 99,995%.

Debido al alto requerimiento energético de la regeneración es crucial que esta etapa sea dimensionada de la manera más eficiente posible. Por eso, uno de los parámetros más importantes a la hora de estudiar un sistema de captura de CO<sub>2</sub> es la energía de regeneración del disolvente químico. Cuanto más bajo sea este valor, menos calor será necesario aportar para realizar la separación del CO<sub>2</sub> y las aminas y, por lo tanto, el impacto del sistema de captura sobre la planta original también disminuirá. La etapa de compresión y licuefacción también se debe dimensionar adecuadamente porque es la que más energía eléctrica consume.

La captura mediante absorción química implica numerosas reacciones químicas que son el mecanismo por el cual el CO<sub>2</sub> es primero absorbido por las aminas y luego liberado en estado casi puro. Las principales reacciones que se dan en el interior del absorbedor y del regenerador utilizando MEA como disolvente químico son las siguientes [34]:



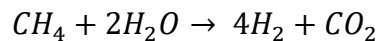


Las reacciones de absorción son mayoritariamente exotérmicas por lo que se deben contemplar sistemas de refrigeración en el absorbedor para asegurar las condiciones óptimas.

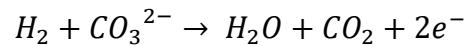
### 3.1.2. Captura mediante pila de combustible

La captura de CO<sub>2</sub> utilizando pilas de combustible se estudia más detalladamente debido al potencial de esta tecnología en las aplicaciones de CAUC. La ventaja que ofrecen las pilas de combustible es que en el proceso de absorción de CO<sub>2</sub> generan energía eléctrica, por lo que la eficiencia de la planta sobre la que se realiza la captura apenas se ve alterada. Sin embargo, se trata de una tecnología muy incipiente comercialmente por lo que los gastos de inversión para este tipo de plantas son muy elevados [35]. Tal y como se ha comentado anteriormente, entre los diferentes tipos de pilas de combustible, las que se utilizan para realizar la captura de CO<sub>2</sub> son las llamadas de carbonatos fundidos (MCFC por sus siglas en inglés). Para entender el proceso de captura se explican los procesos que ocurren en cada parte de la pila [36]:

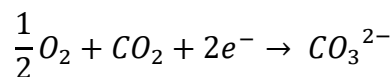
**1) Ánodo.** El gas natural introducido en el ánodo se disocia en hidrógeno y CO<sub>2</sub> mediante el proceso conocido como *steam methane reforming*.



A continuación, el H<sub>2</sub> se combina con los iones de carbonato CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> para generar vapor de agua, CO<sub>2</sub> y electrones.

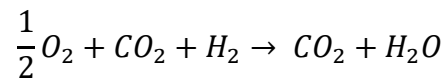


**2) Cátodo.** Los gases de combustión se introducen en el cátodo y el CO<sub>2</sub> reacciona con el oxígeno para formar iones de carbonato (CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>).



Por lo tanto, se puede resumir que la reacción química general es la siguiente:





Gracias a que este tipo de pilas de combustible migran los iones de carbonato desde el cátodo hasta el ánodo, se consigue una corriente de CO<sub>2</sub> casi puro en el lado del ánodo y un gas limpio de este componente en el cátodo, además de generar electricidad. Es importante destacar que las pilas de carbonatos fundidos capturan el CO<sub>2</sub> que ellas mismas generan en el proceso del *steam methane reforming*.



*Figura 3.10. Pilas de MCFC para captura de CO<sub>2</sub>*

Pese a las evidentes ventajas que supone el uso de estas pilas de combustible atendiendo a términos de eficiencia (generan electricidad), el elevado coste de inversión y operacional hace imposible su desarrollo comercial total, hoy en día.

En el medio plazo se prevé que se desarrollen pilas de combustible de óxidos sólidos, las cuales permiten realizar el proceso de co-electrólisis. Mediante este proceso es posible



realizar captura de CO<sub>2</sub> (generando electricidad) de la misma forma que las MCFC y, después, invertir el proceso para volver a obtener metano (suministrando electricidad) [37]. Si se consigue desarrollar esta tecnología a escala comercial se podría establecer una economía totalmente circular en la industria de la energía, algo que nunca se ha conseguido.

Los datos utilizados en el presente proyecto para cuantificar el impacto energético y económico de realizar captura de CO<sub>2</sub> mediante pilas de combustible de carbonatos fundidos han sido facilitados por un fabricante de dichas pilas. El nombre de esta empresa no se publica por cuestiones de confidencialidad.

### 3.2. Cogeneración

El presente proyecto se centra en la implantación de las tecnologías CAUC para plantas de cogeneración por lo que en esta sección se profundiza en su explicación y funcionamiento.

Según el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) la cogeneración se define como “*producción conjunta, en un proceso secuencial, de energía eléctrica y energía térmica útil*”. Para ello, habitualmente se utilizan motores alternativos o turbinas de gas que generan electricidad mediante un alternador y se recupera el calor residual de los gases de escape en forma de vapor de agua o agua caliente. Posteriormente se puede utilizar este vapor de agua como calor de proceso o calefacción.

Los principales componentes de una planta de cogeneración son [38]:

- Turbina/motor: En su interior se quema el combustible y se obtiene la energía mecánica.
- Generador: La energía mecánica obtenida en la turbina/motor se convierte en energía eléctrica que se puede utilizar localmente o inyectar en la red eléctrica.
- Caldera de recuperación: Es el elemento de unión entre la generación de electricidad y la generación de calor útil. Los gases de escape formados en la combustión son dirigidos a una caldera de recuperación donde se forma vapor a partir de la alta temperatura de estos gases. Las calderas de recuperación pueden clasificarse según tengan postcombustión o no. Aquellas que dispongan de postcombustión incorporan quemadores y entradas de aire adicionales para aprovechar el exceso de oxígeno de los

gases de escape del motor/turbina y generar más calor. Esta tecnología se suele emplear cuando el calor de los gases de combustión no es suficiente para cubrir la demanda punta de calor de la industria a la que da servicio.

- Sistemas de refrigeración: El calor que no puede ser aprovechado debe ser evacuado mediante estos sistemas bien empleando agua, aire u otro elemento.

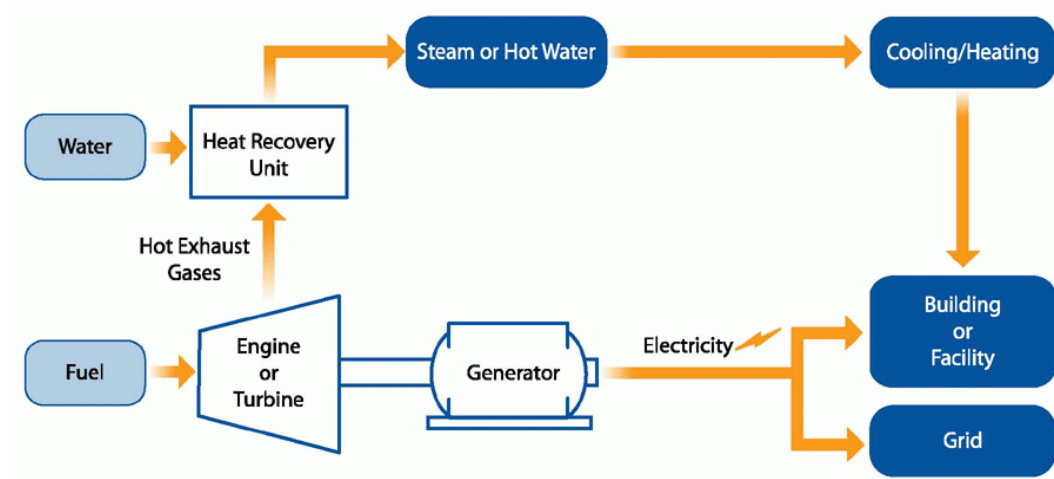


Figura 3.11. Esquema básico de cogeneración con turbina de gas [39]

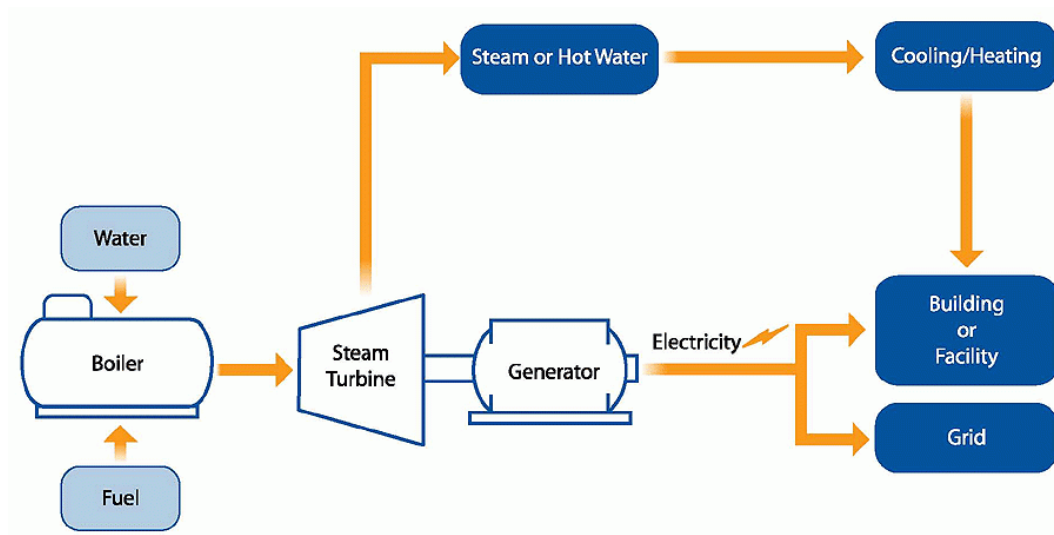


Figura 3.12. Esquema básico de cogeneración con caldera y turbina de vapor [39]

La ventaja de la cogeneración además de conseguir energía eléctrica y térmica en un

único proceso es que la eficiencia energética conseguida es muy alta. De hecho, se puede conseguir un 40% más de aprovechamiento de la energía primaria comparado con hacer la producción de electricidad y calor separadamente con sistemas convencionales (planta de generación eléctrica y calderas).

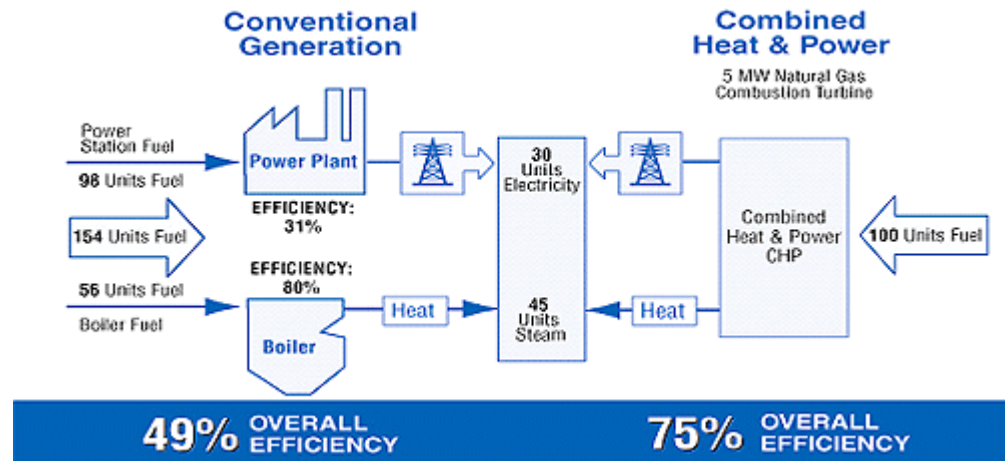


Figura 3.13. Esquema ilustrativo de la mejora en la eficiencia de la cogeneración [40]

Los parámetros más importantes para caracterizar una planta de cogeneración son los siguientes [41]:

- Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE): Este rendimiento se obtiene calculando el rendimiento eléctrico de la cogeneración restando la energía primaria que hubiera correspondido consumir mediante sistemas convencionales (calderas) para generar la potencia térmica obtenida en la planta de cogeneración.

$$REE = \frac{E}{\text{Combustible} - \frac{H}{\eta_{T_{conv}}}} \quad [3.1.]$$

- Ahorro de Energía Primaria (AEP): Este término corresponde al porcentaje de ahorro de energía primaria que se consigue al generar electricidad y calor mediante cogeneración en lugar de con sistemas convencionales.

$$AEP = \left( 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{T_{cog}}}{\eta_{T_{conv}}} + \frac{\eta_{E_{cog}}}{\eta_{E_{conv}}}} \right) \quad [3.2.]$$

Los parámetros  $\eta_{T_{conv}}$  y  $\eta_{E_{conv}}$  se especifican en el Reglamento Delegado 2015/2402

de la Comisión Europea.

Estos dos parámetros (REE y AEP) son útiles para comparar dos plantas de cogeneración entre sí o diferentes métodos de generación eléctrica y térmica con la cogeneración. Además, según la Directiva Europea y el RD 616/2007, las plantas de cogeneración que lleguen a un mínimo valor de REE y AEP (dependiendo del tipo de planta y combustible) tienen acceso al régimen especial y obtener bonificaciones económicas contempladas en las mismas directivas.

Sin embargo, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 prevé que la capacidad instalada de cogeneración en España debe reducirse hasta prácticamente un tercio [42] a no ser que se desarrollen sistemas de reducir su impacto ecológico. Una de las principales opciones para descarbonizar la industria de la cogeneración es el uso de tecnologías de CAUC.

## 4. Metodología

Para explicar la metodología de cálculo es importante destacar que se separan por un lado los parámetros energéticos (consumo térmico asociado a la captura de CO<sub>2</sub>, consumos eléctricos, etc.) y por otro lado los económicos (CAPEX y OPEX).

### 4.1. Estimación de la demanda energética del sistema de captura de CO<sub>2</sub> mediante absorción química

Tal y como se ha comentado anteriormente, la captura de CO<sub>2</sub> utilizando aminas es un proceso que consume tanto energía térmica como eléctrica debido principalmente al calor que hay que aportar en el calderín para separar el CO<sub>2</sub> de las aminas y al consumo de los compresores en la etapa de compresión. Además, otros consumos auxiliares como las bombas, ventiladores, condensadores, etc. se deben tener en cuenta.

#### 4.1.1. Estimación de la demanda térmica

Para poder estimar la demanda térmica del proceso de captura de CO<sub>2</sub> el parámetro más importante es la energía específica de regeneración de las aminas. Es el parámetro que cuantifica la energía térmica necesaria para separar el dióxido de carbono del disolvente químico en el calderín. El valor de este parámetro viene dado por los fabricantes, siendo los principales:

- MEA: 4,4 GJ/t CO<sub>2</sub> [43]
- Shell Cansolv: 2,3-2,9 GJ/t CO<sub>2</sub> [44]
- Mitsubishi Heavy Industries KS-1: 2,53 GJ/t CO<sub>2</sub> [45]

Para realizar los cálculos preliminares de los sistemas de captura de CO<sub>2</sub> se ha tomado como referencia el valor del disolvente de KS-1 de Mitsubishi Heavy Industries por ser el disolvente más extendido comercialmente y mostrar unas buenas prestaciones [46]. Se estudian los dos límites de dicho valor para poder estimar un rango de costes. Para calcular el calor necesario en el calderín y referirlo a un consumo de gas se utilizan las siguientes expresiones:

$$P_{calderin} [MW_t] = \dot{m}_{CO_2} \left[ \frac{kg \ CO_2}{s} \right] * E_{regen} \left[ \frac{MJ}{kg \ CO_2} \right] \quad [4.1.]$$

Para calcular el consumo de gas asociado se considera la utilización de una caldera con una eficiencia del 90%

$$P_{gas\ natural}[MW_t] = \frac{P_{calderín}}{0,9} \quad [4.2.]$$

Es crucial conocer las condiciones del vapor que se va a utilizar para regenerar el disolvente químico. Cuanto mayor sea la calidad del vapor, menos flujo másico será necesario para regenerar las aminas, sin embargo, el hecho de usar vapor de alta calidad para realizar la captura de CO<sub>2</sub> supone que no se puede utilizar para el ciclo de la planta de cogeneración. Por lo tanto, la eficiencia se ve perjudicada y es necesario buscar un compromiso entre flujo másico y calidad del vapor. Si se utilizara un vapor de baja calidad, se necesitaría un gran flujo másico para aportar todo el calor necesario y esto se traduciría en grandes equipos de bombeo y tuberías (aumento en el coste de inversión).

Además de la demanda térmica para la regeneración del disolvente químico, hay que tener en cuenta la demanda de agua para refrigeración. El consumo de agua viene dado principalmente por el enfriamiento de los gases a la entrada del absorbedor (habitualmente trabaja a 40°C). Para el caso de este primer *cooler* se calcula la potencia de refrigeración como:

$$P_{refrigeración} = \dot{m}_{gases} * C_{p\_gases} * (T_{gases} - 40^{\circ}\text{C}) \quad [4.3.]$$

#### 4.1.2. Estimación de la demanda eléctrica

La potencia eléctrica adicional se debe principalmente al consumo de los compresores en la etapa de compresión del CO<sub>2</sub>. A efectos de un estudio preliminar se considera un valor de 119 kWh/t CO<sub>2</sub> de consumo eléctrico de compresión [47]. Si se disponen de más datos del proceso de captura, obtenidos mediante simulación, se pueden cuantificar otros consumos de las bombas, ventiladores, etc.

$$P_{compresión}[kW] = 200 \left[ \frac{kWh}{t\ CO_2} \right] * \dot{m}_{CO_2} \left[ \frac{t\ CO_2}{h} \right] \quad [4.4.]$$

## 4.2. Estimación del coste económico del sistema de captura de CO<sub>2</sub> mediante absorción química

La captura de CO<sub>2</sub> supone un aumento tanto en los costes de capital como en los costes de operación. El CAPEX aumenta debido a la adquisición de equipos para realizar la captura, mientras que el OPEX aumenta debido al consumo adicional de electricidad y energía térmica.

### 4.2.1. Estimación del coste de operación

Si se conocen las demandas energéticas de la sección de captura, se puede cuantificar fácilmente el coste de operación. Los principales costes asociados a la operación son el coste del gas, la electricidad y el disolvente utilizados. Estos costes se calculan con las siguientes expresiones:

$$C_{gas} \left[ \frac{\text{€}}{\text{año}} \right] = \frac{P_{calderín} [MWth] * horas\ op \left[ \frac{h}{\text{año}} \right] * precio\ gas \left[ \frac{\text{€}}{MWh} \right]}{\eta_{caldera}} \quad [4.5.]$$

$$C_{elec} \left[ \frac{\text{€}}{\text{año}} \right] = P_{eléctrica} [MW] * horas\ op \left[ \frac{h}{\text{año}} \right] * precio\ elec. \left[ \frac{\text{€}}{MWh} \right] \quad [4.6.]$$

$$C_{disolv} \left[ \frac{\text{€}}{\text{año}} \right] = \dot{m}_{disolv} \left[ \frac{kg}{h} \right] * horas\ op \left[ \frac{h}{\text{año}} \right] * precio\ disolv. \left[ \frac{\text{€}}{kg} \right] \quad [4.7.]$$

$$\dot{m}_{disolv} \left[ \frac{kg}{h} \right] = 0,00154 \left[ \frac{kg\ disolv}{kg\ CO_2} \right] * \dot{m}_{CO_2} \left[ \frac{kg}{h} \right] \quad [4.8]$$

Para calcular el flujo másico del disolvente se toma como referencia un valor facilitado por AESA.

Los precios del gas y la electricidad pueden variar mucho dependiendo del lugar y el momento por lo que en el presente proyecto se han tomado como referencia los valores de **100 €/MWh** para la electricidad y **28 €/MWh** para el gas. Ambos son valores típicos en España durante el año 2019. Se ha tomado como referencia el coste del disolvente KS-1 de Mitsubishi Heavy Industries siendo un precio de **5,85 €/kg** [46].

#### 4.2.2. Estimación del coste de inversión

La mayor parte de los costes de inversión se deben a la compra de equipos necesarios para realizar la captura de CO<sub>2</sub>. La estimación de este coste se realiza con la siguiente expresión [48]:

$$C = C_0 * \left(\frac{S}{S_0}\right)^f \quad [4.9.]$$

Donde:

- C: Coste de los equipos [€]
- C<sub>0</sub>: Coste de los equipos de referencia [€]
- S: Capacidad de captura de los equipos [kg CO<sub>2</sub>/s]
- S<sub>0</sub>: Capacidad de captura de los equipos de referencia [kg CO<sub>2</sub>/s]
- f: Factor de escala

En el caso de la captura de CO<sub>2</sub> el factor de escala aplicado es de 0,8 [48]. Pese a ser una metodología de cálculos preliminares, para que los valores sean más precisos es crucial que los costes de referencia sean fiables. Si se tienen datos comerciales sobre el valor de la captura es mejor utilizarlos en lugar de usar valores encontrado en la literatura. En este caso se ha utilizado unos valores de referencia de C<sub>0</sub> = 5.000.000 € y S<sub>0</sub> = 0,045 kg CO<sub>2</sub>/s obtenidos mediante una oferta comercial facilitada por AESA.

Junto con el coste de compra de los equipos se han de estimar otros costes propios de un proyecto como: coste de equipos auxiliares, coste de obra civil, coste de imprevistos y coste de ingeniería. Habitualmente estos costes se estiman suponiendo que su valor es proporcional al coste de adquisición de los equipos:

- Auxiliares 15%
- Obra civil 10%
- Imprevistos 15%



- Ingeniería 15%

Otros costes de transporte, almacenamiento, etc. también se han de considerar, pero no se toman en cuenta en este proyecto.

#### 4.2.3. Estimación de la superficie requerida

Dentro de la estimación económica es interesante calcular la superficie estimada que ocupa el sistema de captura CO<sub>2</sub>. Con esta estimación y sabiendo el precio del suelo en el lugar donde se espera instalar la planta de captura, es muy fácil estimar el precio que se debería pagar. Para estimar el área necesaria se utiliza la siguiente ecuación:

$$A = A_0 * \left(\frac{S}{S_0}\right)^f \quad [4.10.]$$

Donde:

- A: Área necesaria [m<sup>2</sup>]
- A<sub>0</sub>: Área de la planta de captura de referencia [m<sup>2</sup>]
- S: Capacidad de los equipos [t CO<sub>2</sub>/año]
- S<sub>0</sub>: Capacidad de captura de los equipos de referencia [t CO<sub>2</sub>/año]
- f: Factor de escala

En este caso el factor de escala es de 0,6 [49] y los valores de referencia A<sub>0</sub> = 450 m<sup>2</sup> y S<sub>0</sub> = 100.000 t CO<sub>2</sub>/año [50].

#### 4.3. Estimación de los costes energéticos y económicos de la captura de CO<sub>2</sub> con pilas de combustible

Tal y como se ha comentado anteriormente, los datos sobre el impacto energético y el coste económico del sistema de captura de CO<sub>2</sub> han sido facilitados por un fabricante. En el análisis de cada caso que se presenta más adelante en este documento, se muestran los datos ofrecidos por el mismo fabricante por lo que la caracterización del proceso se asume que es precisa.

## 5. Estado actual de las plantas

En este capítulo se presentan las diferentes plantas de cogeneración sobre las que se realiza la captura de CO<sub>2</sub>. En todas ellas se asume que la planta de captura se realizará sobre la original (*retrofit*) en lugar de construir una planta de cogeneración nueva que tenga la captura de CO<sub>2</sub> integrada. Todas las plantas son alimentadas con gas natural.

A efectos del sistema de captura, los parámetros más importantes son el caudal de gases de combustión y el porcentaje de CO<sub>2</sub> en los mismos. Con estos datos y la demanda de CO<sub>2</sub> a capturar se puede dimensionar de manera estimada el sistema de captura.

Por cuestiones de confidencialidad, los nombres de las empresas sobre las que se plantea realizar la captura de CO<sub>2</sub> no son públicos y son referidos como Caso 1, Caso 2 y Caso 3. Es interesante destacar que la motivación de dichas empresas por realizar la captura del dióxido de carbono es meramente medioambiental puesto que en caso de que no se reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero anticipan que en un futuro cercano puedan estar obligadas a cerrar la planta debido al excesivo coste de los derechos de emisión.

Para la modelización de las plantas se utiliza el software de simulación y diseño de plantas de cogeneración y procesos desarrollado por AESA, llamado TESYS. Con este software se obtienen los datos más importantes en la caracterización de plantas de cogeneración como son: Consumo de combustible, potencia eléctrica, potencia térmica, REE, etc.

### 5.1. Caso 1. Turbina de gas en ciclo combinado con potencia nominal de 16,069 MW

Este caso se trata de una planta de cogeneración de turbina de gas con ciclo combinado que produce 16,069 MW de potencia eléctrica y 14,668 MW de potencia térmica. Es importante destacar que en esta modelización se representan también las calderas convencionales de la planta que únicamente se utilizan cuando la demanda térmica alcanza picos muy altos que la cogeneración no puede suplir. Para poder estudiar únicamente el comportamiento de la planta de cogeneración se ha considerado que las calderas están apagadas y por lo tanto el consumo de gas asociado es nulo. A continuación, se muestra el modelo de la planta obtenido mediante

el programa TESYS:

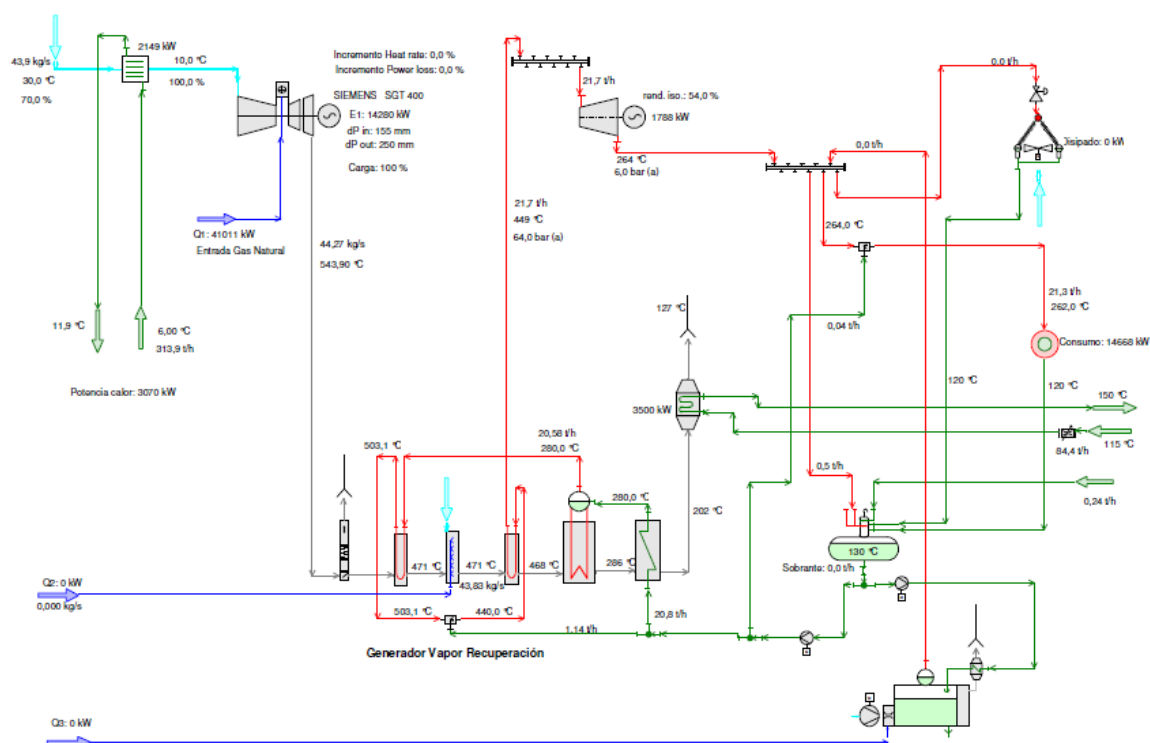


Figura 5.1. Planta de cogeneración del Caso 1 modelizada en TESYS

Los parámetros de funcionamiento más importantes se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1. Parámetros básicos de funcionamiento del Caso 1

Parámetro	Unidades	Valor
Horas de funcionamiento anuales	h/año	8000
Potencia bruta	MW <sub>el</sub>	18,275
Potencia nominal	MW <sub>el</sub>	16,069
Potencia térmica	MW <sub>t</sub>	14,668
Consumo de gas natural	MW <sub>t</sub>	41,011
Caudal de los gases de combustión	kg/s	44,27
Temperatura de los gases de combustión	°C	127

C <sub>p</sub> de los gases de combustión	kJ/kgK	0,012
% peso de CO <sub>2</sub> en los gases	%	10,03
Caudal de CO <sub>2</sub>	kg/s	4,44
	kg/h	15985
	t/d	384

Según el reglamento 2015/2402 para la planta mostrada en el Caso 1 los valores de  $\eta_{T\_conv}$  y  $\eta_{E\_conv}$  son 0,9 y 0,53, respectivamente. Tal y como se puede observar, la eficiencia global de esta planta es significativamente alta:

$$\eta_{global} = \frac{E + Q_{\text{útil}}}{Combustible} = \frac{16,069 + 14,668}{41,011} \cdot 100 = \mathbf{74,95 \%}$$

El REE se calcula con la ecuación [3.1.]:

$$REE = \frac{E}{Combustible - \frac{H}{\eta_{cald}}} = \frac{16,069}{41,011 - \frac{14,668}{0,9}} \cdot 100 = \mathbf{65,02 \%}$$

El AEP se calcula con la ecuación [3.2.]:

$$AEP = \left( 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{T\_cog}}{\eta_{T\_conv}} + \frac{\eta_{E\_cog}}{\eta_{E\_conv}}} \right) \cdot 100 = \left( 1 - \frac{1}{\frac{\frac{14,668}{41,011}}{0,9} + \frac{\frac{16,069}{41,011}}{0,53}} \right) \cdot 100 = \mathbf{12,02 \%}$$

Con estos valores, esta planta de cogeneración podría entrar en el régimen especial por tratarse de una cogeneración de alta eficiencia.

## 5.2. Caso 2. Dos motores de gas con potencia bruta de 5,476 MW

Este caso se trata de una planta de cogeneración con dos motores de gas en ciclo simple que produce 6,088 MW de potencia eléctrica y 3,595 MW de potencia térmica. Los motores de gas presentan una mejor eficiencia eléctrica en comparación a las turbinas, pero no son capaces de dar tanta energía térmica. A continuación, se muestra el modelo de la planta obtenido mediante el programa TESYS:

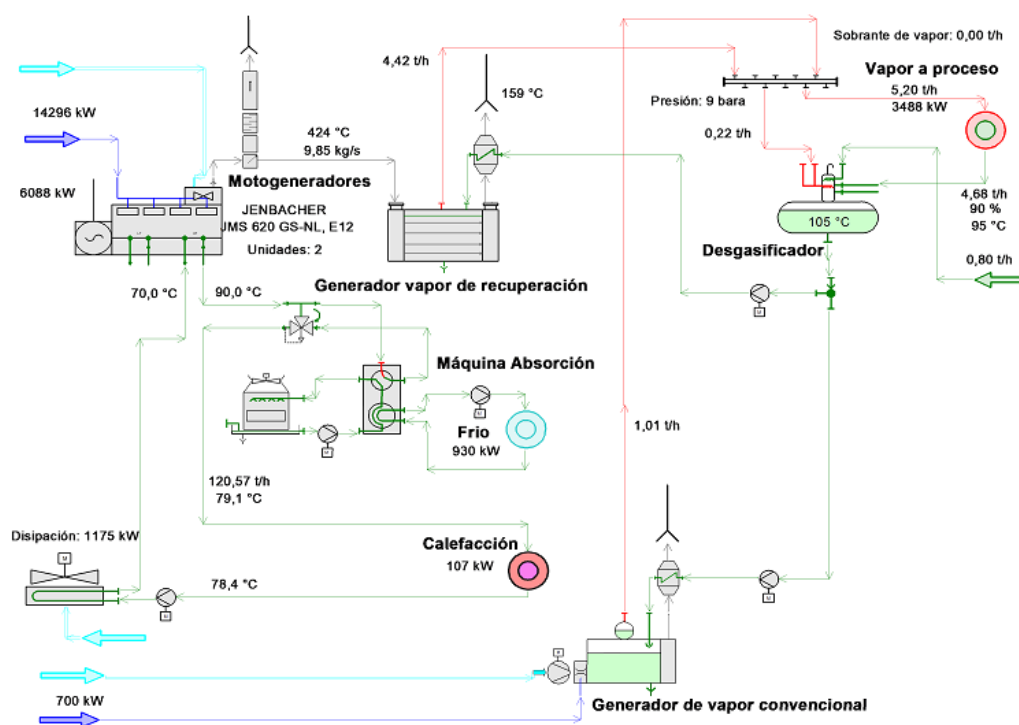


Figura 5.2. Planta de cogeneración del Caso 2 modelizada en TESYS

Los parámetros de funcionamiento más importantes se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2. Parámetros básicos de funcionamiento del caso 2

Parámetro	Unidades	Valor
Horas de funcionamiento anuales	h/año	8000
Potencia bruta	MWel	6,708
Potencia nominal	MWel	6,088

Potencia térmica	MWt	4,525
Consumo de gas natural	MWel	14,296
Temperatura de los gases de combustión	°C	158
C <sub>p</sub> de los gases de combustión	kJ/kgK	0,015
% peso de CO <sub>2</sub> en los gases	%	12,96
Caudal de CO <sub>2</sub>	kg/s	1,28
	kg/h	4596
	t/d	110

Según el reglamento 2015/2402 para la planta mostrada en el Caso 1 los valores de  $\eta_{T_{conv}}$  y  $\eta_{E_{conv}}$  son 0,9 y 0,53, respectivamente. Tal y como se puede observar, la eficiencia global de esta planta es menor que si se utilizan turbinas de gas porque los motores no producen tanta energía térmica:

$$\eta_{global} = \frac{E + Q_{\text{útil}}}{\text{Combustible}} = \frac{6,088 + 3,595}{14,296} \cdot 100 = \mathbf{67,73 \%}$$

El REE se calcula con la ecuación [3.1.]:

$$REE = \frac{E}{\text{Combustible} - \frac{H}{\eta_{cald}}} = \frac{6,088}{14,296 - \frac{3,595}{0,9}} \cdot 100 = \mathbf{59,1 \%}$$

El AEP se calcula con la ecuación [3.2.]:

$$AEP = \left( 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{T_{cog}}}{\eta_{T_{conv}}} + \frac{\eta_{E_{cog}}}{\eta_{E_{conv}}}} \right) \cdot 100 = \left( 1 - \frac{1}{\frac{\frac{4,525}{14,296}}{0,9} + \frac{\frac{6,088}{14,296}}{0,53}} \right) \cdot 100 = \mathbf{13,43 \%}$$

Con estos valores, esta planta de cogeneración podría entrar también en el régimen especial por tratarse de una cogeneración de alta eficiencia.

### 5.3. Caso 3. Turbina de gas en ciclo simple con potencia nominal de 4,473 MW

Este caso se trata de una planta de cogeneración de turbina de gas en ciclo simple que produce 4,473 MW de potencia eléctrica y 7,999 MW de potencia térmica. Es importante destacar que en esta modelización se representan también las calderas convencionales de la planta que únicamente se utilizan cuando la demanda térmica alcanza picos muy altos que la cogeneración no puede suplir. Para poder estudiar únicamente el comportamiento de la planta de cogeneración se ha considerado que las calderas están apagadas y por lo tanto el consumo de gas asociado es nulo. A continuación, se muestra el modelo de la planta obtenido mediante el programa TESYS:

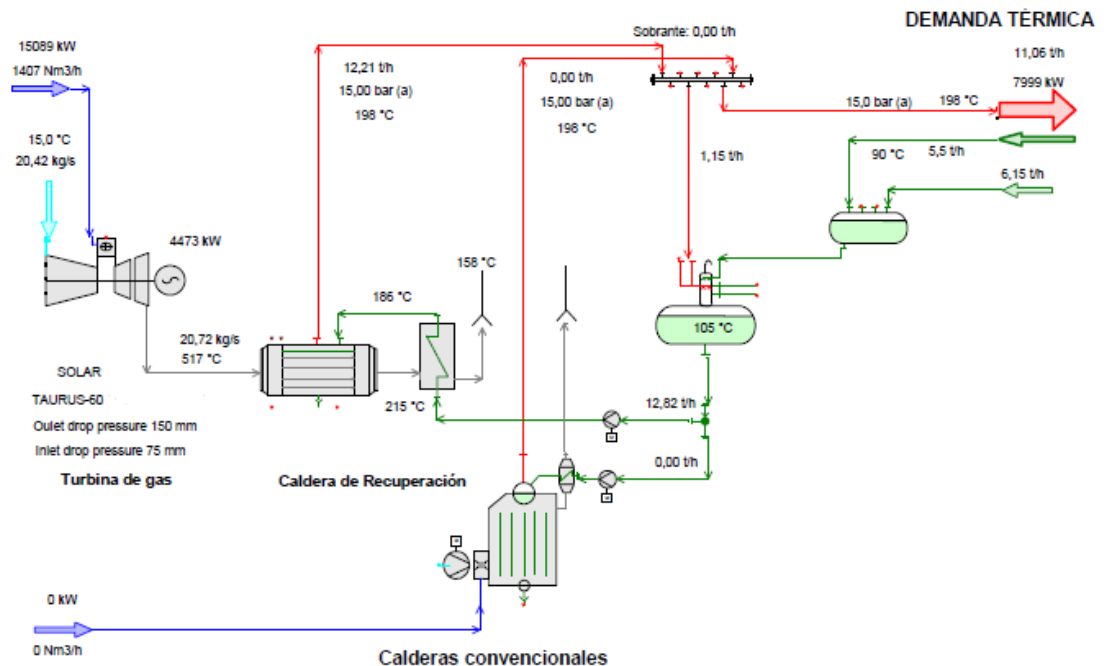


Figura 5.3. Planta de cogeneración del Caso 3 modelizada en TESYS

Los parámetros de funcionamiento más importantes se muestran en la siguiente tabla:

*Tabla 3. Parámetros básicos de funcionamiento del Caso 3*

Parámetro	Unidades	Valor
Horas de funcionamiento anuales	h/año	8000
Potencia bruta	MWeI	5,287
Potencia nominal	MWeI	4,473
Potencia térmica	MWt	7,999
Consumo de gas natural	MWt	15,089
Caudal de los gases de combustión	kg/s	20,72
Temperatura de los gases de combustión	°C	159
C <sub>p</sub> de los gases de combustión	kJ/kgK	0,015
% peso de CO <sub>2</sub> en los gases	%	12,96
Caudal de CO <sub>2</sub>	kg/s	1,39
	kg/h	5016
	t/d	120

Según el reglamento 2015/2402 para la planta mostrada en el Caso 1 los valores de  $\eta_{T\_conv}$  y  $\eta_{E\_conv}$  son 0,9 y 0,53, respectivamente. Tal y como se puede observar, la eficiencia global de esta planta es significativamente alta:

$$\eta_{global} = \frac{E + Q_{\text{útil}}}{Combustible} = \frac{4,473 + 7,999}{15,089} \cdot 100 = \mathbf{82,66 \%}$$

El REE se calcula con la ecuación [3.1.]:

$$REE = \frac{E}{Combustible - \frac{H}{\eta_{cald}}} = \frac{4,473}{15,089 - \frac{7,999}{0,9}} \cdot 100 = \mathbf{72,13 \%}$$



El AEP se calcula con la ecuación [3.2.]:

$$AEP = \left( 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{T_{cog}}}{\eta_{T_{conv}}} + \frac{\eta_{E_{cog}}}{\eta_{E_{conv}}}} \right) \cdot 100 = \left( 1 - \frac{1}{\frac{7,999}{\frac{15,089}{0,9}} + \frac{4,473}{\frac{15,089}{0,53}}} \right) \cdot 100 = \mathbf{12,92 \%}$$

Con estos valores, esta planta de cogeneración podría entrar también en el régimen especial por tratarse de una cogeneración de alta eficiencia.

La finalidad de caracterizar correctamente las plantas de cogeneración es que cuando se realice el estudio sobre la planta de captura de CO<sub>2</sub>, es vital cuantificar el impacto que tiene sobre la planta original. Los parámetros presentados anteriormente son necesarios para el posterior análisis y validación del sistema de captura.

## 6. Estudio de alternativas

Tal y como se ha comentado anteriormente en este documento, las alternativas contempladas para realizar la captura de CO<sub>2</sub> se reducen a dos: absorción química y pilas de combustible.

Se pretende valorar cuál de las dos alternativas es más adecuada para cada caso planteado. Para ello, se establecen los siguientes criterios que se tendrán en cuenta a la hora de evaluar cada alternativa con su factor de ponderación global y se muestran en la Tabla 4.

*Tabla 4. Factores de evaluación y ponderación*

Factor	Ponderación
Coste de inversión	0,30
Pérdida de eficiencia (REE)	0,20
Coste adicional del gas	0,10
Coste adicional de la electricidad	0,10
Reducción en las emisiones	0,15
Superficie utilizada	0,15

Se han tomado como valores más importantes aquellos que hacen referencia a aspectos económicos. La razón de hacerlo así es porque la captura de CO<sub>2</sub>, al ser un proceso con repercusiones directas sobre la planta original (reducción en la eficiencia, consumo adicional de recursos, etc.), debe diseñarse de manera que el coste asociado a su instalación sea el mínimo posible. De lo contrario, un proyecto de CAUC será inviable económicamente puesto que reduce la eficiencia de la planta de cogeneración y, además, introduce nuevos gastos económicos que no existen en la planta original.

Para el estudio ambiental se considera que:

- El factor de emisión del gas utilizado es de 0,203 kg CO<sub>2</sub>/kWhpci [51]

- El factor de emisión de la electricidad consumida es de 0,2628 kg CO<sub>2</sub>/kWh [52]

Es importante destacar que el CO<sub>2</sub> generado por la pila en el *steam methane reforming* es absorbido por la propia pila por lo que la reducción de emisiones únicamente depende de la ratio de captura del dispositivo.

En la Tabla 5 se muestran los criterios sobre los que se va a valorar cada alternativa (absorción química o pilas de combustible) en función de cada caso expuesto.

Tabla 5. Escala de valoración

FACTORES	ESCALA DE VALORACIÓN				
	1	2	3	4	5
Coste de inversión	> 100 M€	50-100 M€	20-50 M€	10-20 M€	≤ 10M€
Pérdida de eficiencia (REE)	> 50%	40-50%	30-40%	20-30%	≤ 20%
Consumo adicional de gas	> 50%	40-50%	30-40%	20-30%	≤ 20%
Consumo adicional de electricidad sobre potencia nominal	> 20%	15-20%	10-15%	0-10%	No hay consumo adicional
Reducción de las emisiones	<50%	50-75%	75-85%	85-90%	≥ 90%
Superficie utilizada	> 1000 m <sup>2</sup>	500-1000 m <sup>2</sup>	200-500 m <sup>2</sup>	100-200 m <sup>2</sup>	< 100 m <sup>2</sup>

## 6.1. Estudio de la captura de CO<sub>2</sub> para el Caso 1

En el presente apartado se calculan los parámetros (energético y económicos) más importantes de realizar captura de CO<sub>2</sub> mediante absorción química y pilas de combustible para el Caso 1.

### 6.1.1. Caso 1. Captura de CO<sub>2</sub> con absorción química

Para calcular la demanda energética del sistema de captura de CO<sub>2</sub> empleando aminas, se utilizan los datos de la *Tabla 5.1*. Tal y como se ha comentado anteriormente, el sistema de captura de CO<sub>2</sub> tiene una ratio de captura del 90% de los gases de combustión que se introducen en él. Los principales parámetros energéticos se calculan utilizando las ecuaciones [4.1.] - [4.4.]. La Tabla 6 muestra los resultados obtenidos.

*Tabla 6. Demandas energéticas del sistema de captura mediante aminas para el Caso 1*

Demandas energéticas		Caso 1
Potencia calderín	MWt	9,19
Gas natural	MWt	10,21
Potencia refrigeración	MWt	0,05
Potencia eléctrica de compresión	MWel	1,71
Consumo adicional de gas	%	24,89
Consumo adicional de electricidad	%	10,65
Perdida de la eficiencia (REE)	%	23,91

Los costes económicos de realizar la captura de CO<sub>2</sub> para el Caso 1 se calculan utilizando las ecuaciones [4.5.] - [4.10.]. A continuación, se muestran los resultados económicos obtenidos en la Tabla 7.

*Tabla 7. Costes económicos del sistema de captura mediante aminas para el Caso 1*

Costes económicos		Caso 1
Coste operativo total	€/a	4.945.266
Gas	€/a	2.540.801
Electricidad	€/a	1.369.050
Disolvente	€/a	1.035.416
Coste de los equipos	M€	16,20
Superficie necesaria	m <sup>2</sup>	489,48

Para realizar el cálculo ambiental de realizar captura de CO<sub>2</sub> con aminas hay que tener en cuenta que el hecho de consumir gas adicional y electricidad para realizar la captura de CO<sub>2</sub> supone un aumento en las emisiones de dióxido de carbono. Por lo tanto, la reducción en las emisiones no es de un 90%, sino que es algo inferior.

Las emisiones originales de la planta presentada en el Caso 1 son de **127.829 t CO<sub>2</sub>/año**. Las emisiones asociadas al sistema de captura se calculan de la siguiente forma:

$$Emisiones_{gas} = 10,21 \text{ MW} * 8000 \frac{h}{año} * 0,203 \frac{tCO_2}{MWh} = 16.581 \frac{tCO_2}{año}$$

$$Emisiones_{electricidad} = 1,71 \text{ MW} * 8000 \frac{h}{año} * 0,2628 \frac{tCO_2}{MWh} = 3.595 \frac{tCO_2}{año}$$

Teniendo en cuenta que la captura utilizando aminas captura el 90% de los gases de combustión, las emisiones finales son:

$$Emisiones_{final} = 127.829 * 0,1 + 16.581 + 3.595 = 32.959 \frac{tCO_2}{año}$$

Por lo tanto, la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> obtenida al implementar el sistema de captura utilizando aminas es del 74,22%.

#### 6.1.2. Caso 1. Captura de CO<sub>2</sub> con pilas de combustible

Tal y como se ha comentado anteriormente, los datos referidos a la captura de CO<sub>2</sub> con pilas de combustible han sido facilitados por un fabricante de estas. Es importante recordar que las pilas de combustible necesitan gas natural para realizar la captura de CO<sub>2</sub>, pero no consumen electricidad, sino que la producen. Además, para el Caso 1, la ratio de captura facilitado por el fabricante es de 86%. Los costes energéticos se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Parámetros energéticos del sistema de captura de CO<sub>2</sub> mediante pilas para el Caso 1

Parámetros energéticos		Caso 1
Gas natural	MWt	18,68
Potencia eléctrica de la pila	MWel	7,61
Potencia eléctrica de compresión	MWel	1,48
Consumo adicional de gas	%	37,28
Consumo adicional de electricidad	%	0
Perdida de la eficiencia (REE)	%	19,91

Los costes económicos de las pilas de combustible de carbonatos fundidos se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Costes económicos del sistema de captura mediante pilas de combustible para el Caso 1

Costes económicos		Caso 1
Coste operativo total	€/a	1.521.788
Gas	€/a	3.422.767
Venta de electricidad	€/a	4.900.979
O&M	€/a	3.000.000
Coste de los equipos	M€	75
Superficie necesaria	m <sup>2</sup>	1400

## 6.2. Estudio de la captura de CO<sub>2</sub> para el Caso 2

En el presente apartado se calculan los parámetros (energético y económicos) más importantes de realizar captura de CO<sub>2</sub> mediante absorción química y pilas de combustible para el Caso 2.

### 6.2.1. Caso 2. Captura de CO<sub>2</sub> con absorción química

Al igual que en el anterior caso, se calculan los costes energéticos en primer lugar.

Tabla 10. Demandas energéticas del sistema de captura mediante aminas para el Caso 2

Demandas energéticas		Caso 2
Potencia calderín	MWt	2,64
Gas natural	MWt	2,94
Potencia refrigeración	MWt	0,02
Potencia eléctrica de compresión	MWel	0,49
Consumo adicional de gas	%	20,54
Consumo adicional de electricidad	%	8,08
Perdida de la eficiencia (REE)	%	13,25

Una vez obtenidos los valores energéticos, se calculan los costes económicos asociados

para el Caso 2.

*Tabla 11. Costes económicos del sistema de captura mediante aminas para el Caso 2*

Costes económicos		Caso 2
Coste operativo total	€/a	1.422.308
Gas	€/a	730.760
Electricidad	€/a	393.752
Disolvente	€/a	297.796
Coste de los equipos	M€	5,98
Superficie necesaria	m <sup>2</sup>	231,75

Las emisiones originales de la planta presentada en el Caso 2 son de **36.765 t CO<sub>2</sub>/año**.

Las emisiones asociadas al sistema de captura se calculan de la siguiente forma:

$$Emisiones_{gas} = 2,94 \text{ MW} * 8000 \frac{h}{año} * 0,203 \text{ t} \frac{tCO_2}{MWh} = 4.775 \frac{tCO_2}{año}$$

$$Emisiones_{electricidad} = 0,49 \text{ MW} * 8000 \frac{h}{año} * 0,2628 \frac{tCO_2}{MWh} = 1.030 \frac{tCO_2}{año}$$

Teniendo en cuenta que la captura utilizando aminas captura el 90% de los gases de combustión, las emisiones finales son:

$$Emisiones_{final} = 36.765 * 0,1 + 4.775 + 1.030 = 9.482 \frac{tCO_2}{año}$$

Por lo tanto, la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> obtenida al implementar el sistema de captura utilizando aminas es del **74,21%**.

## 6.2.2. Caso 2. Captura de CO<sub>2</sub> con pilas de combustible

Los datos referidos a la captura de CO<sub>2</sub> con pilas de combustible han sido facilitados por un fabricante de estas. Para el Caso 2, la ratio de captura facilitado por el fabricante es de 65%. Los costes energéticos se muestran en la Tabla 12.

*Tabla 12. Parámetros energéticos del sistema de captura de CO<sub>2</sub> mediante pilas para el Caso 2*

Parámetros energéticos		Caso 2
Gas natural	MW <sub>t</sub>	4,91
Potencia eléctrica de la pila	MW <sub>el</sub>	1,97
Potencia eléctrica de compresión	MW <sub>el</sub>	1
Consumo adicional de gas	%	29,7
Consumo adicional de electricidad	%	0
Perdida de la eficiencia (REE)	%	10,07

Los costes económicos de las pilas de combustible de carbonatos fundidos se muestran en la Tabla 13.

*Tabla 13. Costes económicos del sistema de captura mediante pilas de combustible para el Caso 2*

Costes económicos		Caso 2
Coste operativo total	€/a	727.085
Gas	€/a	900.442
Venta de electricidad	€/a	773.357
O&M	€/a	600.000
Coste de los equipos	M€	15
Superficie necesaria	m <sup>2</sup>	280

### 6.3. Estudio de la captura de CO<sub>2</sub> para el Caso 3

En el presente apartado se calculan los parámetros (energético y económicos) más importantes de realizar captura de CO<sub>2</sub> mediante absorción química y pilas de combustible para el Caso 3.

#### 6.3.1. Caso 3. Captura de CO<sub>2</sub> con absorción química

Al igual que en el anterior caso, se calculan los costes energéticos en primer lugar.



Tabla 14. Demandas energéticas del sistema de captura mediante aminas para el Caso 3

Demandas energéticas		Caso 3
Potencia calderín	MWt	4,40
Gas natural	MWt	4,89
Potencia refrigeración	MWt	0,04
Potencia eléctrica de compresión	MWel	0,82
Consumo adicional de gas	%	32,4
Consumo adicional de electricidad	%	18,32
Perdida de la eficiencia (REE)	%	39,19

Una vez obtenidos los valores energéticos, se calculan los costes económicos asociados para el Caso 3:

Tabla 15. Costes económicos del sistema de captura mediante aminas para el Caso 3

Costes económicos		Caso 3
Coste operativo total	€/a	2.368.588
Gas	€/a	1.216.944
Electricidad	€/a	655.721
Disolvente	€/a	495.923
Coste de los equipos	M€	8,99
Superficie necesaria	m <sup>2</sup>	314,71

Las emisiones originales de la planta presentada en el Caso 3 son de **61.225 t CO<sub>2</sub>/año**. Las emisiones asociadas al sistema de captura se calculan de la siguiente forma:

$$Emisiones_{gas} = 4,89 \text{ MW} * 8000 \frac{h}{año} * 0,203 \text{ t} \frac{tCO_2}{MWh} = 7.941 \frac{tCO_2}{año}$$

$$Emisiones_{electricidad} = 0,82 \text{ MW} * 8000 \frac{h}{año} * 0,2628 \frac{tCO_2}{MWh} = 1.724 \frac{tCO_2}{año}$$

Teniendo en cuenta que la captura utilizando aminas captura el 90% de los gases de combustión, las emisiones finales son:

$$Emisiones_{final} = 61.225 * 0,1 + 7.941 + 1.724 = \mathbf{15.788} \frac{tCO_2}{año}$$

Por lo tanto, la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> obtenida al implementar el sistema de captura utilizando aminas es del **74,21%**.

### 6.3.2. Caso 3. Captura de CO<sub>2</sub> con pilas de combustible

Los datos referidos a la captura de CO<sub>2</sub> con pilas de combustible han sido facilitados por un fabricante de estas. Para el Caso 3, la ratio de captura facilitado por el fabricante es de 89%. Los costes energéticos se muestran a continuación:

Tabla 16. *Parámetros energéticos del sistema de captura de CO<sub>2</sub> mediante pilas para el Caso 3*

Parámetros energéticos		Caso 3
Gas natural	MWt	10,7
Potencia eléctrica de la pila	MWel	4,37
Potencia eléctrica de compresión	MWel	1,59
Consumo adicional de gas	%	42,03
Consumo adicional de electricidad	%	0
Perdida de la eficiencia (REE)	%	39,7

Los costes económicos de las pilas de combustible de carbonatos fundidos se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17. *Costes económicos del sistema de captura mediante pilas de combustible para el Caso 3*

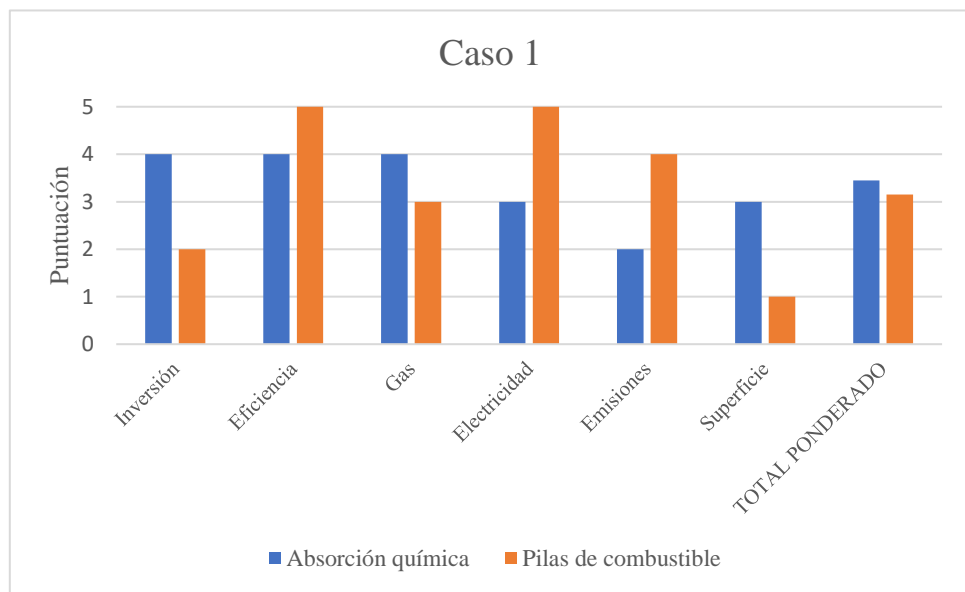
Costes económicos		Caso 3
Coste operativo total	€/a	1.532.215
Gas	€/a	1.961.137
Venta de electricidad	€/a	2.228.922
O&M	€/a	1.800.000
Coste de los equipos	M€	45
Superficie necesaria	m <sup>2</sup>	840

## 6.4. Selección de alternativas

En este apartado se valoran las dos alternativas (absorción química o pilas de combustible) para cada caso según el criterio presentado en las Tablas 6.1 y 6.2.

### 6.4.1. Selección de alternativas para el Caso 1

Con los resultados obtenidos en los capítulos 6.1.1 y 6.1.2, se muestra en el **Gráfico 1. Valoración de alternativas para el Caso 1** la valoración de cada alternativa.

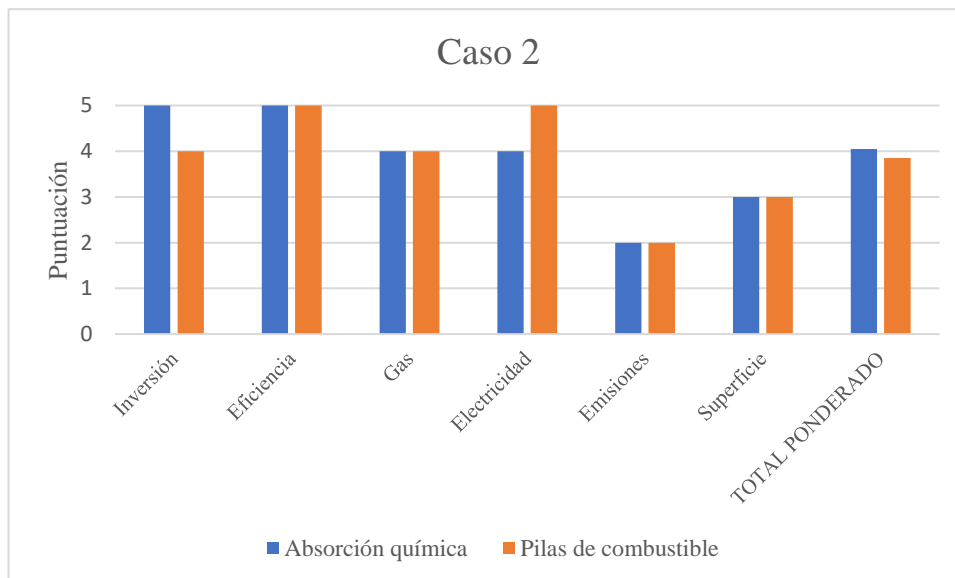


*Gráfico 1. Valoración de alternativas para el Caso 1*

Tal y como se muestra en el gráfico, la alternativa seleccionada para el Caso 1 es la captura de CO<sub>2</sub> mediante absorción química. Esta alternativa es mucho más favorable que la de pilas de combustible en términos de coste de inversión y superficie utilizada.

#### 6.4.2. Selección de alternativas para el Caso 2

Con los resultados obtenidos en los capítulos 6.2.1 y 6.2.2, se muestra en el Gráfico 2 la valoración de cada alternativa.



*Gráfico 2. Valoración de alternativas para el Caso 2*

Tal y como se muestra en el gráfico, la alternativa seleccionada para el Caso 2 es también la captura de CO<sub>2</sub> mediante absorción química. En este caso ambas alternativas presentan puntuaciones muy similares en la mayoría de los apartados, pero el mayor coste de inversión de las pilas ha sido determinante a la hora de seleccionar alternativa.

### 6.4.3. Selección de alternativas para el Caso 3

Con los resultados obtenidos en los capítulos 6.3.1 y 6.3.2, se muestra en el Gráfico 3 la valoración de cada alternativa.

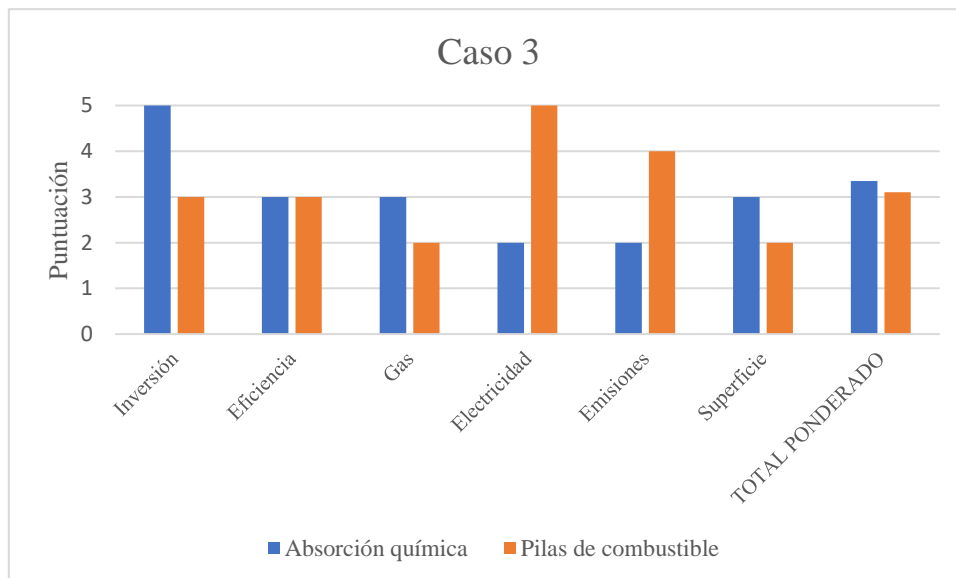


Gráfico 3. Valoración de alternativas para el Caso 3

Tal y como se muestra en el gráfico, la alternativa seleccionada para el Caso 3 es también la captura de CO<sub>2</sub> mediante absorción química. En este caso el alto coste de inversión de las pilas de combustible ha sido decisivo a la hora de seleccionar la alternativa.

### 6.5. Análisis del coste específico de la captura de CO<sub>2</sub>

Una vez seleccionadas las mejores alternativas para cada caso expuesto, es interesante realizar un breve análisis sobre el coste de la captura. Es decir, se pretende cuantificar el coste de la captura por tonelada de CO<sub>2</sub> capturado. De esta forma se puede saber a que valor se debe vender el CO<sub>2</sub> capturado o cual debería ser el valor de los derechos de emisión para que la inversión sea rentable.

Las plantas de cogeneración presentadas tienen una vida útil de 10 años todavía, por lo que se considera que la vida de las plantas de captura de CO<sub>2</sub> son esos mismos 10 años. Por la información facilitada por la empresa se ha considerado que la tasa de interés es de un 15%.

A los costes de los equipos se han de sumar otros costes asociados a este tipo de infraestructuras: construcción de sistemas auxiliares, obra civil, imprevistos e ingeniería. Desde AESA se han facilitado los siguientes costes habituales para este tipo de instalaciones:

- Auxiliares: **15%** del coste de los equipos.
- Obra civil: **10%** del coste de los equipos.
- Imprevistos: **15%** del coste de los equipos, auxiliares y obra civil.
- Ingeniería: **8%** del coste de los equipos, auxiliares, obra civil e imprevistos.

#### 6.5.1. Coste específico de la captura para el Caso 1

Teniendo en cuenta los anteriores valores, se muestra el coste específico de la captura de CO<sub>2</sub> para el Caso 1 en la Tabla 18.

*Tabla 18. Coste específico para el Caso 1*

Costes específicos		Caso 1
Coste operativo total	€/a	4.945.266
Inversión		
Equipos	M€	16,20
Auxiliares	M€	2,43
Obra civil	M€	1,62
Imprevistos	M€	3,04
Ingeniería	M€	1,86
<b>INVERSIÓN TOTAL</b>	<b>M€</b>	<b>25,15</b>
Coste financiero (15%, 10 años)	€/a	5.011.734
<b>COSTE ANUAL</b>	<b>€/a</b>	<b>9.957.000</b>
<b>COSTE ESPECÍFICO</b>	<b>€/t</b>	<b>86,5</b>

### 6.5.2. Coste específico de la captura para el Caso 2

Teniendo en cuenta los anteriores valores, se muestra el coste específico de la captura de CO<sub>2</sub> para el Caso 2 en la Tabla 19.

*Tabla 19. Coste específico para el Caso 2*

Costes específicos		Caso 2
Coste operativo total	€/a	1.422.308
Inversión		
Equipos	M€	5,98
Auxiliares	M€	0,90
Obra civil	M€	0,60
Imprevistos	M€	1,12
Ingeniería	M€	0,69
INVERSIÓN TOTAL	M€	9,28
Coste financiero (15%, 10 años)	€/a	1.849.402
COSTE ANUAL	€/a	3.271.710
<b>COSTE ESPECÍFICO</b>	<b>€/t</b>	<b>98,9</b>

### 6.5.3. Coste específico de la captura para el Caso 3

Teniendo en cuenta los anteriores valores, se muestra el coste específico de la captura de CO<sub>2</sub> para el Caso 3 en la Tabla 20.

*Tabla 20. Coste específico para el Caso 3*

Costes específicos		Caso 3
Coste operativo total	€/a	2.368.588
Inversión		
Equipos	M€	8,99
Auxiliares	M€	1,35
Obra civil	M€	0,90
Imprevistos	M€	1,69
Ingeniería	M€	1,03
INVERSIÓN TOTAL	M€	13,96
Coste financiero (15%, 10 años)	€/a	2.781.173
COSTE ANUAL	€/a	5.149.761
<b>COSTE ESPECÍFICO</b>	<b>€/t</b>	<b>93,5</b>



## 7. Conclusiones

En el presente proyecto se han estudiado las diferentes tecnologías que existen actualmente para realizar captura de CO<sub>2</sub> y se han aplicado dos de ellas (absorción química y pilas de combustible) a tres plantas de cogeneración. Las conclusiones generales han sido las siguientes:

De entre todas las tecnologías CAUC existentes únicamente se pueden considerar comercialmente disponibles las de absorción mediante aminas y la de pilas de combustibles de carbonatos fundidos.

Observando los estudios técnico-económicos preliminares realizados se observa que, aunque las pilas de combustible muestran numerosas ventajas en términos de eficiencia y consumo de gas y electricidad, su alto coste de inversión y superficie necesaria hacen que su elección sea mucho menos favorable en comparación con el método de captura empleando aminas. Además, en el Caso 2 las pilas no llegaban a valores altos de captura de CO<sub>2</sub> por lo que se pone en manifiesto que es una tecnología que todavía tiene que madurar comercialmente. En un futuro en el que estos problemas se hayan resuelto la mejor alternativa sería utilizar pilas de combustible por las numerosas ventajas que aportan.

Si se ha de implementar un sistema de captura de CO<sub>2</sub> en una de las plantas de cogeneración presentadas, la mejor opción para todas ellas sería utilizar sistemas de captura mediante absorción química.

Se concluye que se ha logrado exitosamente reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> de las tres plantas de cogeneración estudiadas. Concretamente, en las tres plantas estudiadas se ha conseguido disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> en torno al 74%.

El coste específico de realizar la captura de CO<sub>2</sub> se sitúa entre 80-100 €/t lo cual demuestra que el precio de los derechos de emisión (25 €/t, aproximadamente) todavía está muy lejos del que debería ser para hacer la captura del dióxido de carbono rentable. Por otro lado, en la normativa española actual no se especifica que el CO<sub>2</sub> capturado pueda ser descontado del pago de derechos de emisión, poniendo en evidencia que es necesaria una acción administrativa que regule y reconozca la captura de CO<sub>2</sub> como un mecanismo de reducción de las emisiones.

Además del ahorro en los derechos de emisiones, se ha de crear un mercado de CO<sub>2</sub> para que la captura de este gas sea rentable y se genere un mercado circular con esta materia prima. Hoy en día el CO<sub>2</sub> puede ser vendido para usos alimentarios, clínicos o industriales, pero todo indica que en un futuro el uso predominante del CO<sub>2</sub> será la fabricación de metano sintético a partir de hidrogeno obtenido mediante hidrólisis con excedente de electricidad de origen renovable. De esta forma el dióxido de carbono se puede usar para crear una economía circular en la industria de la energía.

## Agradecimientos

Me gustaría dar las gracias a las siguientes personas:

A Raimon Argemi y Lázaro Cremades por ayudarme y guiarme a lo largo de todo el trabajo.

A mi familia por apoyarme siempre en los momentos más duros de la carrera y motivarme a continuar.

A todos los amigos que he hecho durante estos seis años de formación como ingeniero, una de las principales razones de afrontar con motivación y alegría el día a día de los estudios.



## Referencias bibliográficas

- [1] C. From *et al.*, “A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy,” pp. 1–25, 2018.
- [2] A. A. Mather, D. D. Stretch, and A. Z. Maro, “Climate change impacts,” *Ecol. Conserv. Estuar. Ecosyst. Lake St Lucia as a Glob. Model*, pp. 397–462, 2011.
- [3] C. Europeo *et al.*, “ES,” 2017.
- [4] D. Huisingh, Z. Zhang, J. C. Moore, Q. Qiao, and Q. Li, “Recent advances in carbon emissions reduction: Policies, technologies, monitoring, assessment and modeling,” *J. Clean. Prod.*, vol. 103, no. January 2018, pp. 1–12, 2015.
- [5] “Global air temperature,” *Climatic Research Unit*. [Online]. Available: <http://www.cru.uea.ac.uk/>. [Accessed: 26-Mar-2019].
- [6] R. Lindsey, “Climate Change: Atmospheric Carbon Dioxide.” [Online]. Available: <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide>. [Accessed: 16-Apr-2019].
- [7] UNFCCC. Conference of the Parties (COP), “ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT - Conference of the Parties COP 21,” *Adopt. Paris Agreement. Propos. by Pres.*, vol. 21932, no. December, p. 32, 2015.
- [8] M. para la T. E. Gobierno de España, “El comercio de derechos de emisión.” [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/que-es-el-comercio-de-derechos-de-emision/>. [Accessed: 30-May-2019].
- [9] M. para la T. E. Gobierno de España, “Funcionamiento del régimen de comercio de derechos de emisión.” [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/el-comercio-de-derechos-de-emision-en-espana/funcionamiento-del-regimen-de-comercio-de-derechos-de-emision-en-espana/default.aspx>. [Accessed: 30-May-2019].
- [10] M. para la T. E. Gobierno de España, “Asignación de derechos de emisión.” [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/el-comercio-de-derechos-de-emision-en-espana/asignacion-de-derechos-de-emision/>. [Accessed: 30-May-2019].
- [11] Sendeco2, “Precios CO2.” [Online]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>. [Accessed: 30-May-2019].
- [12] SkepticalScience, “A Glimpse at Our Possible Future Climate, Best to Worst Case Scenarios,” 2013. [Online]. Available: <https://skepticalscience.com/climate-best-to-worst-case-scenarios.html>. [Accessed: 18-Apr-2019].

- [13] IPCC, *Summary for Policymakers*. 2018.
- [14] E. (UC D. McGlynn and A. (RMI) Chitkara, “Negative Emissions and Land-Based Carbon Sequestration: Implications for Climate and Energy Scenarios,” 2018.
- [15] EU, “European Framework for Youth,” no. March 2005, pp. 22–23, 2010.
- [16] M. Grünewald, “Power-to-X A key to decarbonization,” *MAN*. [Online]. Available: <https://www.man-es.com/discover/power-to-x>. [Accessed: 02-May-2019].
- [17] A. Ichijo and R. Ranta, “Summary for Policymakers,” *Clim. Chang. 2013 - Phys. Sci. Basis*, pp. 1–30, 2016.
- [18] IEAGHG, “A Brief History of CCS and Current Status,” p. 1, 2012.
- [19] Plataforma Española tecnológica del CO<sub>2</sub>, “Captura de CO<sub>2</sub> : tecnologías para una captación a gran escala,” 20154.
- [20] SaskPower, “Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Storage Deomnstration Project,” 2012.
- [21] I. C. K. Centre, “Boundary Dam CCS Project.” [Online]. Available: <https://ccsknowledge.com/bd3-ccs-facility>. [Accessed: 22-May-2019].
- [22] TCM, “About TCM.” [Online]. Available: <http://www.tcmda.com/en/About-TCM/>. [Accessed: 22-May-2019].
- [23] ALSTOM, “CO<sub>2</sub> capture and storage site at Technology Centre Mongstad.” [Online]. Available: <https://news.cision.com/no/alstom-sverige/i/aerial-view-technology-centre-mongstad,c1224779>. [Accessed: 22-May-2019].
- [24] R. Ray, “Petra Nova: An Evolutionary Project.” [Online]. Available: <https://www.power-eng.com/articles/blogs/power-points/2017/01/petra-nova-an-evolutionary-project.html>. [Accessed: 23-May-2019].
- [25] E. S. Rubin, “A Technical , Economic and Environmental Assessment of Amine-based CO<sub>2</sub> Capture Technology for Power Plant Greenhouse Gas Control Annual Technical Progress Report Reporting Period October 2000 – October 2001 Anand B . Rao Report Submitted Octobe,” *Technology*, no. October 2001, 2002.
- [26] X. Wu, Y. Yu, Z. Qin, and Z. Zhang, “The advances of post-combustion CO<sub>2</sub> capture with chemical solvents: Review and guidelines,” *Energy Procedia*, vol. 63, no. December 2014, pp. 1339–1346, 2014.
- [27] L. Mastropasqua, M. Spinelli, A. Paganoni, and S. Campanari, “Preliminary design of a MW-class demo system for CO<sub>2</sub>capture with MCFC in a university campus cogeneration plant,” *Energy Procedia*, vol. 126, pp. 453–460, 2017.
- [28] F. Rossi, A. Nicolini, M. Palombo, B. Castellani, E. Morini, and M. Filipponi, “An innovative configuration for CO<sub>2</sub> capture by high temperature fuel cells,” *Sustain.*, vol. 6, no. 10, pp. 6687–6695, 2014.

- [29] S. Sivalingam, “CO<sub>2</sub> separation by calcium looping from full and partial fuel oxidation processes,” 2013.
- [30] Y. Wang, L. Zhao, A. Otto, M. Robinius, and D. Stolten, “A Review of Post-combustion CO<sub>2</sub>Capture Technologies from Coal-fired Power Plants,” *Energy Procedia*, vol. 114, no. November 2016, pp. 650–665, 2017.
- [31] “Natural Gas Fired Power Plants,” *Membrane Technology & Research*, 2018. [Online]. Available: <https://www.mtrinc.com/our-business/carbon-capture/natural-gas-fired-power-plants/>. [Accessed: 27-Mar-2019].
- [32] R. Ben-Mansour *et al.*, “Carbon capture by physical adsorption: Materials, experimental investigations and numerical modeling and simulations - A review,” *Appl. Energy*, vol. 161, pp. 225–255, 2016.
- [33] G. W. Brown *et al.*, “Demonstration of the Allam Cycle: An Update on the Development Status of a High Efficiency Supercritical Carbon Dioxide Power Process Employing Full Carbon Capture,” *Energy Procedia*, vol. 114, no. July, pp. 5948–5966, 2017.
- [34] G. S. Hwang, H. M. Stowe, E. Paek, and D. Manogaran, “Reaction mechanisms of aqueous monoethanolamine with carbon dioxide: A combined quantum chemical and molecular dynamics study,” *Phys. Chem. Chem. Phys.*, vol. 17, no. 2, pp. 831–839, 2015.
- [35] M. N. Eisler, “Fuel Cells Finally Find a Killer App: Carbon Capture,” 2018. [Online]. Available: <https://spectrum.ieee.org/green-tech/fuel-cells/fuel-cells-finally-find-a-killer-app-carbon-capture>. [Accessed: 23-May-2019].
- [36] R. Carapellucci, R. Saia, and L. Giordano, “Study of gas-steam combined cycle power plants integrated with MCFC for carbon dioxide capture,” *Energy Procedia*, vol. 45, pp. 1155–1164, 2014.
- [37] M. Lo Faro, S. C. Zignani, S. Trocino, V. Antonucci, and A. S. Aricò, “New insights on the co-electrolysis of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>O through a solid oxide electrolyser operating at intermediate temperatures,” *Electrochim. Acta*, vol. 296, pp. 458–464, 2019.
- [38] “Plantas de cogeneración.” [Online]. Available: <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>. [Accessed: 11-Apr-2019].
- [39] “What Is CHP,” *United States Enviromental Protection Agency*. [Online]. Available: <https://www.epa.gov/chp/what-chp>. [Accessed: 11-Apr-2019].
- [40] Todoproduktividad, “Método para calcular la eficiencia energética en los sistemas de cogeneración.” .
- [41] D. E. Industria and Y. Comercio, *eléctrica y cogeneración*. .
- [42] Ministerio para la Transición Ecológica, “Borrador del plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030,” *Gob. España*, 2019.

- [43] A. N. M. Peeters, A. P. C. Faaij, and W. C. Turkenburg, “Techno-economic analysis of natural gas combined cycles with post-combustion CO<sub>2</sub> absorption, including a detailed evaluation of the development potential,” *Int. J. Greenh. Gas Control*, vol. 1, no. 4, pp. 396–417, 2007.
- [44] Cansolv Technologies Inc., “Testing of Cansolv Dc-201 Co<sub>2</sub> Capture System At the National Carbon Capture Center,” no. March, pp. 1–28, 2010.
- [45] A. Raksajati, M. Ho, and D. Wiley, “Solvent Development for Post-Combustion CO<sub>2</sub> Capture: Recent Development and Opportunities,” *MATEC Web Conf.*, vol. 156, p. 03015, 2018.
- [46] M. H. Industries, “FLUE GAS CO<sub>2</sub> CAPTURE Process Flow for Amine Absorption.”
- [47] S. Wong, “CO<sub>2</sub> compression and transportation to storage site.” [Online]. Available: <https://hub.globalccsinstitute.com/publications/building-capacity-co2-capture-and-storage-apec-region-training-manual-policy-makers-and-practitioners/module-4-co2-compression-and-transportation-storage-site>. [Accessed: 27-May-2019].
- [48] M. Tamborra, “CESAR Project,” *Iccr-International.Org*, vol. 4, no. May, pp. 1–77, 2006.
- [49] M. A. Tribe and R. L. W. Alpine, “Scale economies and the ‘0.6 rule,’” *Eng. Costs Prod. Econ.*, vol. 10, no. 1, pp. 271–278, 1986.
- [50] C. Technology, “Just Catch,” no. May, 2007.
- [51] F. Energética, “FACTORES DE CONVERSIÓN ENERGÍA FINAL -ENERGÍA PRIMARIA y FACTORES DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> - 2010,” no. 2, p. 2011, 2011.
- [52] REE, “Inventario de emisiones de CO<sub>2</sub> de red eléctrica de España,” pp. 1–6.
- [53] Global CCS Institute, “Capture Unit at Alabama Power’s Plant Barry.” [Online]. Available: <https://hub.globalccsinstitute.com/publications/co2-capture-activities-plant-barry-alabama-usa/capture-unit-alabama-powers-plant-barry>. [Accessed: 23-May-2019].